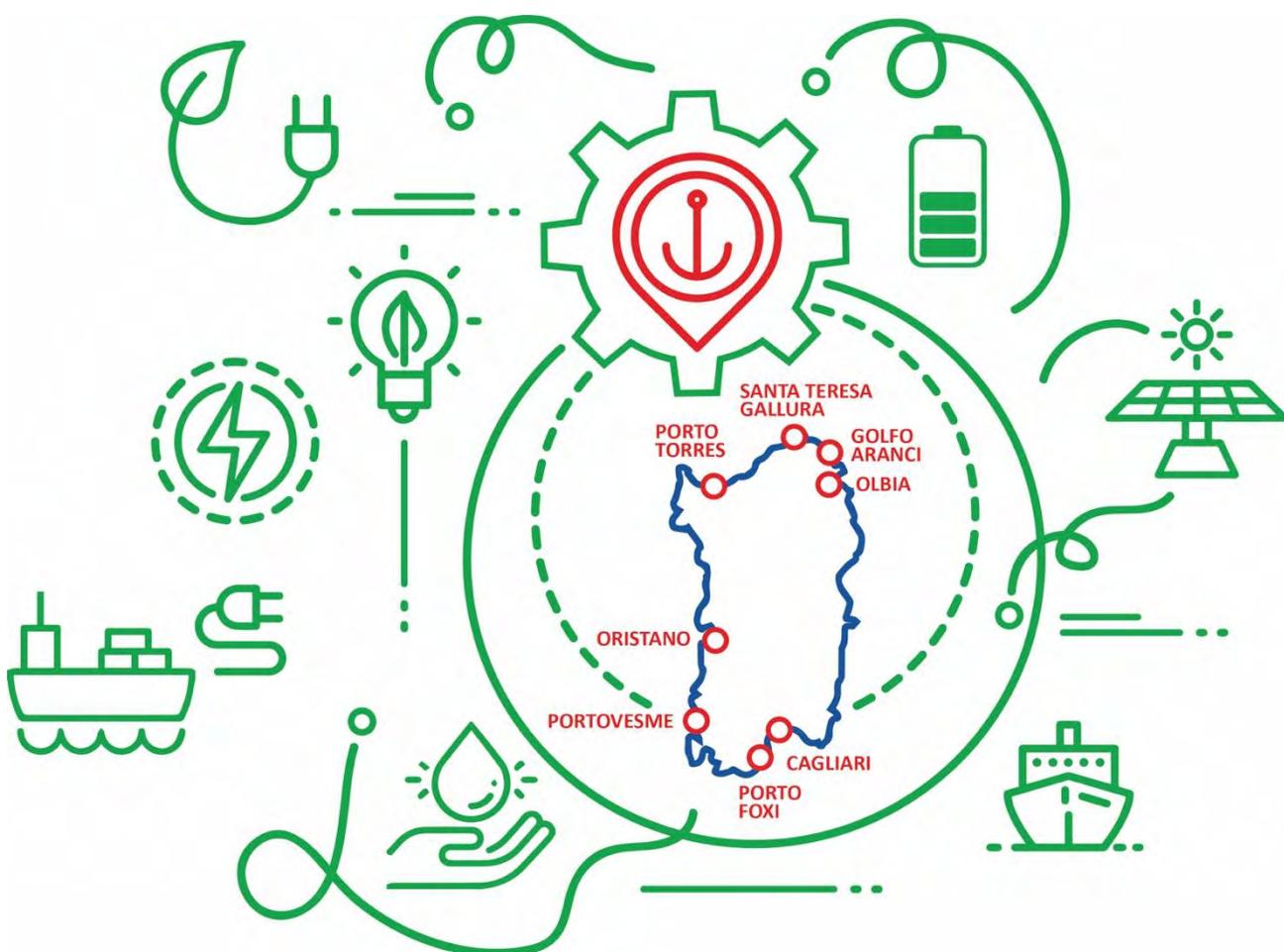




Autorità di Sistema Portuale
del Mare di Sardegna

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE





Il gruppo di lavoro



Centralabs

Centro di Competenza della Sardegna sui Trasporti

Responsabile Scientifico: Prof. Ing. Paolo Fadda

Responsabile Tecnico: Prof. Ing. Gianfranco Fancello

Coordinatore di progetto: PhD Ing. Federico Sollai

Collaboratore: Ing. Giorgia Serreli

Graphic design: Arch. Stefano Mais



DESTEC

Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni dell'Università degli studi di Pisa

Responsabile scientifico: Prof. Ing. Romano Giglioli

Collaboratore: Prof. Ing. Davide Poli

Collaboratore: PhD. Ing. Gianluca Pasini



DIEC

Dipartimento di Economia dell'Università degli Studi di Genova

Responsabile scientifici: Prof. Giovanni Satta e Prof. Francesco Parola

Collaboratore: PhD Student Giorgia Morchio

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 1

LEGGE 28 gennaio 1994, n. 84 - RIORDINO DELLA LEGISLAZIONE IN MATERIA PORTUALE

LEGGE 28 gennaio 1994, n. 84

Riordino della legislazione in materia portuale.

Vigente al: 17-1-2020

La Camera dei deputati ed il Senato della Repubblica hanno approvato;

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA
PROMULGA

la seguente legge:

Art. 1.

(Finalita' della legge)

1. La presente legge disciplina l'ordinamento e le attivita' portuali per adeguarli agli obiettivi del piano generale dei trasporti, dettando contestualmente principi direttivi in ordine all'aggiornamento e alla definizione degli strumenti attuativi del piano stesso, nonche' all'adozione e modifica dei piani regionali dei trasporti. La presente legge disciplina, altresì, i compiti e le funzioni delle Autorita' di sistema portuale (AdSP), degli uffici territoriali portuali e dell'autorita' marittima. Sono in ogni caso fatte salve le competenze delle Regioni a Statuto Speciale, ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione. ((30))

2. Il comma 4 dell'articolo 1 del decreto-legge 17 dicembre 1986, n. 873, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 febbraio 1987, n. 26, e' abrogato.

AGGIORNAMENTO (30)

Il D.Lgs. 13 dicembre 2017, n. 232 ha disposto (con l'art. 15, comma 11) che "Nella legge 28 gennaio 1994, n. 84, le parole: «AdSP», «autorita' portuali», «autorita' portuale», «Autorita' portuali», «Autorita' portuale», «Autorita' di Sistema Portuale», «Autorita' di Sistema portuali» e «autorita' di sistema portuali», ovunque ricorrono, sono sostituite dalle seguenti: «Autorita' di sistema portuale»".

Art. 2.

((Organizzazioni portuali, autorita' di sistema portuale, uffici territoriali portuali e autorita' marittime))

1. Ai fini della presente legge sono organizzazioni portuali:

- a) il Provveditorato al porto di Venezia, di cui al regio decreto-legge 14 marzo 1929, n. 503, convertito dalla legge 8 luglio 1929, n. 1342, e successive modificazioni ed integrazioni;
- b) il Consorzio autonomo del porto di Genova, di cui al testo unico approvato con regio decreto 16 gennaio 1936, n. 801, e successive modificazioni ed integrazioni;
- c) l'Ente autonomo del porto di Palermo di cui alla legge 14 novembre 1961, n. 1268;
- d) il Consorzio per il porto di Civitavecchia, di cui alla legge 9 febbraio 1963, n. 223;
- e) l'Ente autonomo del porto di Trieste, di cui alla legge 9

luglio 1967, n. 589, e successive modificazioni ed integrazioni;

f) l'Ente autonomo del porto di Savona, di cui alla legge 1 marzo 1968, n. 173, e successive modificazioni ed integrazioni;

g) il Consorzio autonomo del porto di Napoli, di cui al decreto-legge 11 gennaio 1974, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 1974, n. 46, e successive modificazioni ed integrazioni;

h) le aziende dei mezzi meccanici di cui alla legge 9 ottobre 1967, n. 961, e successive modificazioni ed integrazioni;

i) i consorzi costituitisi nei porti di Bari e di Brindisi.

2. Sono **((autorita' di sistema portuale))** ai sensi della presente legge gli enti di cui all'articolo 6.

((2-bis. Sono uffici territoriali portuali ai sensi della presente legge le strutture di cui all'articolo 6-bis.))

3. Sono autorita' marittime ai sensi della presente legge i soggetti di cui all'articolo 16 del codice della navigazione.

Art. 3.

(Costituzione del comando generale del
Corpo delle capitanerie)

1. L'Ispettorato generale delle capitanerie di porto e' costituito in comando generale del Corpo delle capitanerie di porto - Guardia costiera, **((cui e' preposto un ammiraglio ispettore capo appartenente allo stesso Corpo,))** senza aumento di organico ne' di spese complessive, dipende dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti nei limiti di quanto dispone il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 febbraio 2014, n. 72, e svolge le attribuzioni previste dalle disposizioni vigenti; esercita altresì le competenze in materia di sicurezza della navigazione attribuite al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Le capitanerie di porto dipendono funzionalmente dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, per le materie di rispettiva competenza.

Art. 4.

(Classificazione dei porti)

1. I porti marittimi nazionali sono ripartiti nelle seguenti categorie e classi:

a) categoria I: porti, o specifiche aree portuali, finalizzati alla difesa militare e alla sicurezza dello Stato;

b) categoria II, classe I: porti, o specifiche aree portuali, di rilevanza economica internazionale;

c) categoria II, classe II: porti, o specifiche aree portuali, di rilevanza economica nazionale;

d) categoria II, classe III: porti, o specifiche aree portuali, di rilevanza economica regionale e interregionale.

1-bis. I porti sede di **((autorita' di sistema portuale))** appartengono comunque ad una delle prime due classi della categoria II.

2. Il Ministro della difesa, con proprio decreto, emanato di concerto con **((il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti))**, determina le caratteristiche e procede alla individuazione dei porti o delle specifiche aree portuali di cui alla categoria I. con lo stesso provvedimento sono disciplinate le attivita' nei porti di prima categoria e relative baie, rade e golfi.

3. I porti, o le specifiche aree portuali di cui alla categoria II, classi I, II e III, hanno le seguenti funzioni:

a) commerciale **((e Logistica))**;

b) industriale e petrolifera;

- c) di servizio passeggeri (*(, ivi compresi i crocieristi)*);
- d) peschereccia;
- e) turistica e da diporto.

4. Le caratteristiche dimensionali, tipologiche e funzionali dei porti di cui alla categoria II, classi I, II e III, e l'appartenenza di ogni scalo alle classi medesime sono determinate, sentite le *((autorita' di sistema portuale))* o, laddove non istituite, le autorita' marittime, con decreto del Ministro *((delle infrastrutture e dei trasporti))*, con particolare riferimento all'attuale e potenziale bacino di utenza internazionale o nazionale, tenendo conto dei seguenti criteri:

- a) entita' del traffico globale e delle rispettive componenti;
- b) capacita' operativa degli scali derivante dalle caratteristiche funzionali e dalle condizioni di sicurezza rispetto ai rischi ambientali degli impianti e delle attrezzature, sia per l'imbarco e lo sbarco dei passeggeri sia per il carico, lo scarico, la manutenzione e il deposito delle merci nonche' delle attrezzature e dei servizi idonei al rifornimento, alla manutenzione, alla riparazione ed alla assistenza in genere delle navi e delle imbarcazioni;
- c) livello ed efficienza dei servizi di collegamento con l'entroterra.

5. Ai fini di cui al comma 4 il Ministro *((delle infrastrutture e dei trasporti))* predispose, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, uno schema di decreto, che e' trasmesso alle regioni, le quali esprimono parere entro i successivi novanta giorni. Decorso inutilmente tale termine si intende che il parere sia reso in senso favorevole. Lo schema di decreto, con le eventuali modificazioni apportate a seguito del parere delle regioni, e' successivamente trasmesso alla Camera dei deputati ed al Senato della Repubblica per l'espressione del parere, nei termini previsti dai rispettivi regolamenti, da parte delle Commissioni permanenti competenti per materia; decorsi i predetti termini il Ministro dei trasporti e della navigazione adotta il decreto in via definitiva.

6. La revisione delle caratteristiche dimensionali, tipologiche e funzionali di cui al comma 4, nonche' della classificazione dei singoli scali, avviene su iniziativa delle *((autorita' di sistema portuale))* o, laddove non istituite, delle autorita' marittime, delle regioni o del Ministro *((delle infrastrutture e dei trasporti))* con la procedura di cui al comma 5.

Art. 4-bis.

(((Sostenibilita' energetica).))

((1. La pianificazione del sistema portuale deve essere rispettosa dei criteri di sostenibilita' energetica ed ambientale, in coerenza con le politiche promosse dalle vigenti direttive europee in materia.

2. A tale scopo, le Autorita' di sistema portuale promuovono la redazione del documento di pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale con il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO2.

3. Il documento di cui al comma 2, redatto sulla base delle linee guida adottate dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, definisce indirizzi strategici per la implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso delle energie rinnovabili in ambito portuale. A tal fine, il documento di pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale

individua:

a) *all'interno di una prefissata cornice temporale, gli interventi e le misure da attuare per il perseguimento dei traguardati obiettivi, dando conto per ciascuno di essi della preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici;*

b) *le modalità di coordinamento tra gli interventi e le misure ambientali con la programmazione degli interventi infrastrutturali nel sistema portuale;*

c) *adeguate misure di monitoraggio energetico ed ambientale degli interventi realizzati, al fine di consentire una valutazione della loro efficacia.))*

Art. 5.

(Programmazione e realizzazione delle opere portuali. Piano regolatore di sistema portuale e piano regolatore portuale)

((1. Il piano regolatore di sistema portuale è lo strumento di pianificazione del sistema dei porti ricompresi nelle circoscrizioni territoriali delle Autorità di sistema portuale di cui all'articolo 6, comma 1. Il piano si compone di un Documento di pianificazione strategica di sistema (DPSS) e dei piani regolatori portuali di ciascun porto.

1-bis. Le Autorità di sistema portuale redigono un documento di pianificazione strategica di sistema, coerente con il Piano generale dei trasporti e della logistica (PGTL) e con gli orientamenti europei in materia di portualità, logistica e reti infrastrutturali nonché con il Piano strategico nazionale della portualità e della logistica. Il documento di pianificazione strategica di sistema:

a) *definisce gli obiettivi di sviluppo e i contenuti sistemici di pianificazione delle Autorità di sistema portuale;*

b) *individua e perimetra le aree destinate a funzioni strettamente portuali e retro-portuali, le aree di interazione porto-città e i collegamenti infrastrutturali di ultimo miglio di tipo viario e ferroviario coi singoli porti del sistema e gli attraversamenti del centro urbano;*

c) *prevede una relazione illustrativa che descrive gli obiettivi e le scelte operate e i criteri seguiti nella identificazione dei contenuti sistemici di pianificazione e rappresentazioni grafiche in numero e scala opportuni, al fine di descrivere l'assetto territoriale del sistema, nonché per assicurare una chiara e univoca identificazione degli indirizzi, delle norme e delle procedure per la redazione dei piani regolatori portuali di cui al comma 1-sexies.*

1-ter. La pianificazione delle aree con funzione di interazione porto-città definite dal documento di pianificazione strategica di sistema è stabilita dai comuni, previo parere della competente Autorità di sistema portuale.

1-quater. Il documento di pianificazione strategica di sistema è:

a) *sottoposto al parere di ciascun comune territorialmente interessato, che si esprime entro e non oltre quarantacinque giorni dal ricevimento dell'atto;*

b) *è adottato dal Comitato di gestione e approvato nei successivi sessanta giorni dalla regione, previa intesa con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, che si esprime sentita la Conferenza nazionale di cui all'articolo 11-ter.*

1-quinquies. Ai fini dell'ottenimento dell'intesa di cui al comma 1-quater, lettera b), il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti può convocare una Conferenza dei servizi, ai sensi dell'articolo 14-quater della legge 7 agosto 1990, n. 241. In caso di dissenso tra le amministrazioni partecipanti alla Conferenza dei

servizi, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 14-quinquies della legge 7 agosto 1990, n. 241. Il documento di pianificazione strategica di sistema delle Autorita' di sistema portuale di cui al comma 1-bis, la cui circoscrizione territoriale e' ricompresa in piu' regioni, e' approvato con atto della regione ove ha sede l'Autorita' di sistema portuale, previa intesa con le regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla stessa Autorita' di sistema portuale e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti. Le varianti al documento di pianificazione strategica di sistema sono approvate con il medesimo procedimento previsto per l'adozione dello stesso.

1-sexies. Nei singoli porti ricompresi nelle circoscrizioni territoriali delle Autorita' di sistema portuale di cui all'articolo 6 comma 1, l'ambito e l'assetto complessivo delle aree destinate a funzioni strettamente portuali e retro-portuali e agli assi di collegamento viario e ferroviario, come individuate nel documento di pianificazione strategica di sistema approvato, quali quelle destinate alle attivita' commerciali e crocieristiche, al diporto, alla produzione industriale, all'attivita' cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore portuale (PRP), che individua analiticamente anche le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate.

2. I piani regolatori portuali di cui al comma 1-sexies sono redatti in attuazione del Piano strategico nazionale della portualita' e della logistica e del documento di pianificazione strategica e di sistema nonche' in conformita' alle linee guida emanate dal Consiglio superiore dei lavori pubblici e approvate dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. I piani regolatori portuali declinano gli obiettivi, le previsioni, gli elementi, i contenuti e le strategie di ciascun scalo marittimo, delineando anche l'assetto complessivo delle opere di grande infrastrutturazione.

2-bis. Nel caso di strutture o ambiti idonei, allo stato sottoutilizzati o non diversamente utilizzabili per funzioni portuali di preminente interesse pubblico, e' valutata con prioritita' la finalizzazione delle predette strutture e ambiti ad approdi turistici come definiti dall'articolo 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 2 dicembre 1997, n. 509.

2-ter. I piani regolatori portuali individuano le strutture o ambiti portuali di cui al comma 2-bis da destinarsi al ricovero a secco di imbarcazioni da diporto fino a 12 metri e di natanti da diporto.

2-quater. Nei porti di cui al comma 1-sexies ricompresi nelle circoscrizioni territoriali dell'Autorita' di sistema portuale, il piano regolatore portuale, corredato del rapporto ambientale di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e':

a) adottato dal Comitato di gestione di cui all'articolo 9, previa intesa con i comuni territorialmente interessati con riferimento esclusivo alla pianificazione delle aree destinate a funzioni di interazione porto-citta'. I comuni si esprimono entro e non oltre quarantacinque giorni dal ricevimento dell'atto;

b) inviato successivamente per il parere di competenza al Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro novanta giorni dal ricevimento dell'atto;

c) approvato, esaurita la procedura di cui al presente comma e quella di cui al comma 3-ter, dalla regione interessata entro quaranta giorni decorrenti dalla conclusione della procedura VAS.

2-quinquies. Ai fini dell'ottenimento dell'intesa di cui al comma

2-quater, lettera a), la regione, ovvero il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti in caso di Autorita' di sistema portuale interregionale, puo' convocare una Conferenza dei servizi, ai sensi dell'articolo 14-quater della Legge 7 agosto 1990, n. 241. In caso di dissenso tra le amministrazioni partecipanti alla Conferenza dei servizi, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 14-quinquies della Legge 7 agosto 1990, n. 241.

2-sexies. Le previsioni del piano regolatore portuale non possono contrastare con gli strumenti urbanistici vigenti.

3. Nei porti di cui alla categoria II, classe III, con esclusione di quelli aventi le funzioni di cui all'articolo 4, comma 3, lettera e), l'ambito e l'assetto complessivo del porto, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attivita' cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate.

3-bis. Nei porti di cui al comma 3, nei quali non e' istituita l'Autorita' di sistema portuale, il piano regolatore e' adottato e approvato dalla regione di pertinenza o, ove istituita, dall'Autorita' di sistema portuale regionale, previa intesa con il comune o i comuni interessati, ciascuno per il proprio ambito di competenza, nel rispetto delle normative vigenti e delle proprie norme regolamentari. Sono fatte salve, altresì, le disposizioni legislative regionali vigenti in materia di pianificazione dei porti di interesse regionale.

3-ter. I piani regolatori portuali sono sottoposti, ai sensi della normativa vigente in materia, alla procedura di VAS.

4. Il Presidente dell'Autorita' di sistema portuale, autonomamente o su richiesta della regione o del comune interessato, puo' promuovere e proporre al Comitato di gestione, per la successiva adozione, varianti-stralcio al piano regolatore portuale concernenti la qualificazione funzionale di porzioni del singolo scalo marittimo.

4-bis. Le varianti-stralcio al piano regolatore portuale di cui al comma 4, relative al singolo scalo marittimo, sono sottoposte al procedimento previsto per l'approvazione del piano regolatore portuale e alla procedura di verifica di assoggettabilita' a VAS, ai sensi dell'articolo 12 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

4-ter. Le varianti-stralcio di cui al comma 4 relative ai porti ricompresi in una Autorita' di sistema portuale, la cui circoscrizione territoriale ricade in piu' regioni, sono approvate con atto della regione nel cui territorio e' ubicato il porto oggetto di variante-stralcio, sentite le regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla medesima Autorita' di sistema portuale.

5. Le modifiche che non alterano in modo sostanziale la struttura del piano regolatore portuale in termini di obiettivi, scelte strategiche e caratterizzazione funzionale delle aree portuali, relativamente al singolo scalo marittimo, costituiscono adeguamenti tecnico-funzionali del piano regolatore portuale. Gli adeguamenti tecnico-funzionali sono adottati dal Comitato di gestione dell'Autorita' di sistema portuale, previa acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte del comune o dei comuni interessati. E' successivamente acquisito il parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni, decorrenti dalla ricezione della proposta di adeguamento tecnico-funzionale. L'adeguamento tecnico-funzionale e' approvato con atto della Regione nel cui territorio e' ubicato il porto interessato dall'adeguamento

medesimo.))

5-bis. L'esecuzione delle opere nei porti da parte della *((Autorita' di sistema portuale))* e' autorizzata ai sensi della normativa vigente. Fatto salvo quanto previsto dall'*((dal presente articolo))*, nonche' dalle norme vigenti in materia di autorizzazione di impianti e infrastrutture energetiche, nonche' di opere ad essi connesse, l'esecuzione di opere nei porti da parte di privati e' autorizzata, sotto tutti i profili rilevanti, in esito ad apposita conferenza di servizi convocata dalla autorita' di sistema portuale o, laddove non istituita, dalla autorita' marittima, *((ai sensi dell'articolo 14-quater della Legge 7 agosto 1990, n. 241, cui sono chiamate tutte le Amministrazioni competenti. In caso di dissenso tra le amministrazioni partecipanti alla Conferenza dei servizi, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 14-quinquies della Legge 7 agosto 1990, n. 241))*.

6. All'articolo 88 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616, il numero 1) e' sostituito dal seguente:

"1) le opere marittime relative ai porti di cui alla categoria I e alla categoria II, classe I, e le opere di preminente interesse nazionale per la sicurezza dello Stato e della navigazione nonche' per la difesa delle coste".

7. Sono di competenza regionale le funzioni amministrative concernenti le opere marittime relative ai porti di cui alla categoria II, classi II e III.

8. Spetta allo Stato l'onere per la realizzazione delle opere nei porti di cui alla categoria I e per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classi I e II. Le regioni, il comune interessato o l'autorita' di sistema portuale possono comunque intervenire con proprie risorse, in concorso o in sostituzione dello Stato, per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classi I e II. Spetta alla regione o alle regioni interessate l'onere per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classe III. PERIODO SOPPRESSO DAL D.LGS. 4 AGOSTO 2016, N. 169. Le autorita' di sistema portuale, a copertura dei costi sostenuti per le opere da esse stesse realizzate, possono imporre soprattasse a carico delle merci imbarcate o sbarcate, oppure aumentare l'entita' dei canoni di concessione.

9. Sono considerate opere di grande infrastrutturazione le costruzioni di canali marittimi, di dighe foranee di difesa, di darsene, di bacini e di banchine attrezzate, nonche' l'escavazione e l'approfondimento dei fondali. I relativi progetti sono approvati dal Consiglio superiore dei lavori pubblici.

10. Il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sulla base delle proposte contenute nei piani operativi triennali predisposti dalle autorita' di sistema portuale, ai sensi dell'articolo 9, comma 3, lettera a), individua annualmente le opere di cui al comma 9 del presente articolo, da realizzare nei porti di cui alla categoria II, classi I e II.

11. Per gli interventi da attuarsi dalle regioni, in conformita' ai piani regionali dei trasporti o ai piani di sviluppo economico-produttivo, il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti emana direttive di coordinamento.

11-bis. COMMA ABROGATO DAL D.L. 24 GENNAIO 2012, N. 1, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 24 MARZO 2012, N. 27.

11-ter. COMMA ABROGATO DAL D.L. 24 GENNAIO 2012, N. 1, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 24 MARZO 2012, N. 27.

11-quater. COMMA ABROGATO DAL D.L. 24 GENNAIO 2012, N. 1, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 24 MARZO 2012, N. 27.

11-quinquies. COMMA ABROGATO DAL D.L. 24 GENNAIO 2012, N. 1, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 24 MARZO 2012, N. 27.

11-sexies. COMMA ABROGATO DAL D.L. 24 GENNAIO 2012, N. 1, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 24 MARZO 2012, N. 27.

Art. 5-bis

(Disposizioni in materia di dragaggio)

1. Nelle aree portuali e marino costiere poste in siti di bonifica di interesse nazionale, ai sensi dell'articolo 252 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, le operazioni di dragaggio possono essere svolte anche contestualmente alla predisposizione del progetto relativo alle attività di bonifica. Al fine di evitare che tali operazioni possano pregiudicare la futura bonifica del sito, il progetto di dragaggio, basato su tecniche idonee ad evitare dispersione del materiale, ivi compreso l'eventuale progetto relativo alle casse di colmata, vasche di raccolta o strutture di contenimento di cui al comma 3, e' presentato dall'*(Autorita' di sistema portuale)* o, laddove non istituita, dall'ente competente ovvero dal concessionario dell'area demaniale al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, con proprio decreto, approva il progetto entro trenta giorni sotto il profilo tecnico-economico e trasmette il relativo provvedimento al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare per l'approvazione definitiva. Il decreto di approvazione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare deve intervenire entro trenta giorni dalla suddetta trasmissione, previo parere, solo se il progetto di dragaggio prevede anche il progetto di infrastrutture di contenimento non comprese nei provvedimenti di rilascio della Valutazione d'impatto ambientale dei Piani regolatori portuali di riferimento, o comunque difformi da quelle oggetto dei provvedimenti della Commissione di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 sull'assoggettabilita' o meno del progetto alla valutazione di impatto ambientale. Il decreto di autorizzazione produce gli effetti previsti dai commi 6 e 7 del citato articolo 252 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e allo stesso deve essere garantita idonea forma di pubblicita'.

2. I materiali derivanti dalle attività di dragaggio di aree portuali e marino-costiere poste in siti di bonifica di interesse nazionale, ovvero ogni loro singola frazione granulometrica ottenuta a seguito di separazione con metodi fisici:

a) qualora presentino, all'origine ovvero a seguito di trattamenti aventi esclusivamente lo scopo della rimozione degli inquinanti, ad esclusione dei processi finalizzati alla immobilizzazione degli inquinanti stessi, caratteristiche fisiche, chimiche e microbiologiche idonee con riferimento al sito di destinazione, e non presentino positività ai test eco-tossicologici, su autorizzazione dell'autorità competente per la bonifica, possono essere immessi o refluiti nei corpi idrici dai quali provengono, ovvero possono essere utilizzati per il rifacimento degli arenili, per formare terreni costieri ovvero per migliorare lo stato dei fondali attraverso attività di capping, nel rispetto delle modalità previste dal decreto di cui al comma 6. Restano salve le competenze della regione territorialmente interessata;

b) qualora presentino, all'origine o a seguito di trattamenti

aventi esclusivamente lo scopo della desalinizzazione ovvero della rimozione degli inquinanti, ad esclusione quindi dei processi finalizzati alla immobilizzazione degli inquinanti stessi, livelli di contaminazione non superiori a quelli stabiliti nelle colonne A e B della Tabella 1 dell'allegato 5 alla parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in funzione della destinazione d'uso e qualora risultino conformi al test di cessione da compiere con il metodo e in base ai parametri di cui al decreto del Ministro dell'ambiente 5 febbraio 1998, pubblicato nel supplemento ordinario n. 72 alla Gazzetta Ufficiale n. 88 del 16 aprile 1998, possono essere destinati a impiego a terra secondo le modalita' previste dal decreto di cui al comma 6. Nel caso siano destinati a impiego in aree con falda naturalmente salinizzata, i materiali da collocare possono avere un livello di concentrazione di solfati e di cloruri nell'eluato superiore a quello fissato dalla tabella di cui all'allegato 3 del citato decreto del Ministro dell'ambiente 5 febbraio 1998 a condizione che, su conforme parere dell'ARPA territorialmente competente, sia prevenuta qualsiasi modificazione delle caratteristiche. Tale destinazione deve essere indicata nei progetti di cui al comma 1. Il provvedimento di approvazione del progetto di dragaggio costituisce altresì autorizzazione all'impiego dei materiali fissandone l'opera pubblica, il luogo, le condizioni, i quantitativi e le percentuali di sostituzione dei corrispondenti materiali naturali;

c) qualora risultino non pericolosi all'origine o a seguito di trattamenti finalizzati esclusivamente alla rimozione degli inquinanti, ad esclusione quindi dei processi finalizzati alla immobilizzazione degli inquinanti stessi quali solidificazione e stabilizzazione, possono essere destinati a refluimento all'interno di casse di colmata, di vasche di raccolta, o comunque in strutture di contenimento o di conterminazione realizzate con l'applicazione delle migliori tecniche disponibili in linea con i criteri di progettazione formulati da accreditati standard tecnici internazionali adottati negli Stati membri dell'Unione europea e con caratteristiche tali da garantire, tenuto conto degli obiettivi e dei limiti fissati dalle direttive europee, l'assenza di rischi per la salute e per l'ambiente con particolare riferimento al vincolo di non peggiorare lo stato di qualita' delle matrici ambientali, suolo, sottosuolo, acque sotterranee, acque superficiali, acque marine e di transizione, ne' pregiudicare il conseguimento degli obiettivi di qualita' delle stesse;

d) qualora risultino caratterizzati da concentrazioni degli inquinanti al di sotto dei valori di riferimento specifici definiti in conformita' ai criteri approvati dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, l'area o le aree interessate vengono escluse dal perimetro del sito di interesse nazionale previo parere favorevole della conferenza di servizi di cui all'articolo 242, comma 13, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

3. Nel caso di opere il cui progetto abbia concluso l'iter approvativo alla data di entrata in vigore della presente disposizione, tali requisiti sono certificati dalle amministrazioni titolari delle opere medesime. Nel caso in cui, al termine delle attivita' di refluimento, i materiali di cui sopra presentino livelli di inquinamento superiori ai valori limite di cui alla Tabella 1 dell'allegato 5 alla parte IV del decreto legislativo n. 152 del 2006 deve essere attivata la procedura di bonifica dell'area derivante dall'attivita' di colmata in relazione alla destinazione d'uso. E' fatta salva l'applicazione delle norme vigenti in materia di

autorizzazione paesaggistica. Nel caso di permanenza in sito di concentrazioni residue degli inquinanti eccedenti i predetti valori limite, devono essere adottate misure di sicurezza che garantiscano comunque la tutela della salute e dell'ambiente. L'accettabilita' delle concentrazioni residue degli inquinanti eccedenti i valori limite deve essere accertata attraverso una metodologia di analisi di rischio con procedura diretta e riconosciuta a livello internazionale che assicuri, per la parte di interesse, il soddisfacimento dei 'Criteri metodologici per l'applicazione nell'analisi di rischio sanitaria ai siti contaminati' elaborati dall'ISPRA, dall'Istituto superiore di sanita' e dalle Agenzie regionali per la protezione dell'ambiente. I principali criteri di riferimento per la conduzione dell'analisi di rischio sono riportati nell'allegato B del decreto ministeriale 7 novembre 2008. Per la verifica della presenza di valori di concentrazione superiori ai limiti fissati dalla vigente normativa e per la valutazione dell'accettabilita' delle concentrazioni residue degli inquinanti si tiene conto del contenuto dell'autorizzazione rilasciata ai sensi del comma 1. Tale procedura puo' essere attuata con l'impiego di tecnologie che possano consentire, contestualmente alla loro applicazione, l'utilizzo delle aree medesime.

4. I materiali di cui al comma 3 destinati ad essere refluiti all'interno di strutture di contenimento nell'ambito di porti nazionali diversi da quello di provenienza devono essere accompagnati da un documento contenente le indicazioni di cui all'articolo 193, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni. Le caratteristiche di idoneita' delle navi e dei galleggianti all'uopo impiegati sono quelle previste dalle norme nazionali e internazionali in materia di trasporto marittimo e garantiscono l'idoneita' dell'impresa. Le Autorita' marittime competenti per provenienza e destinazione dei materiali concordano un sistema di controllo idoneo a garantire una costante vigilanza durante il trasporto dei materiali, nell'ambito delle attivita' di competenza senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

5. L'idoneita' del materiale dragato ad essere gestito secondo quanto previsto ai commi 2 e 3 viene verificata mediante apposite analisi da effettuare nel sito prima del dragaggio sulla base di metodologie e criteri stabiliti dal citato decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 7 novembre 2008. Le modifiche al decreto di cui al periodo precedente sono apportate con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. In caso di realizzazione, nell'ambito dell'intervento di dragaggio, di strutture adibite a deposito temporaneo di materiali derivanti dalle attivita' di dragaggio nonche' dalle operazioni di bonifica, prima della loro messa a dimora definitiva, il termine massimo di deposito e' fissato in trenta mesi senza limitazione di quantitativi, assicurando il non trasferimento degli inquinanti agli ambienti circostanti. Sono fatte salve le disposizioni adottate per la salvaguardia della laguna di Venezia. Si applicano le previsioni della vigente normativa ambientale nell'eventualita' di una diversa destinazione e gestione a terra dei materiali derivanti dall'attivita' di dragaggio.

6. Il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e trasporti, adotta con proprio decreto le norme tecniche applicabili alle operazioni di dragaggio nelle aree portuali e marino costiere poste in siti di bonifica di interesse nazionale al fine dell'eventuale reimpiego dei materiali dragati ed al fine di quanto previsto dal

comma 2 del presente articolo. Fino alla data di entrata in vigore del decreto di cui al presente comma, si applica la normativa vigente per i siti di cui al citato articolo 252 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

7. COMMA ABROGATO DAL D.LGS. 4 AGOSTO 2016, N. 169.

8. I materiali provenienti dal dragaggio dei fondali dei porti non compresi in siti di interesse nazionale, ai sensi dell'articolo 252 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, possono essere immersi in mare con autorizzazione dell'autorita' competente nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 109, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. I suddetti materiali possono essere diversamente utilizzati a fini di ripascimento, anche con sversamento nel tratto di spiaggia sommersa attiva, o per la realizzazione di casse di colmata o altre strutture di contenimento nei porti in attuazione del Piano regolatore portuale ovvero lungo il litorale per la ricostruzione della fascia costiera, con autorizzazione della regione territorialmente competente ai sensi dell'articolo 21 della legge 31 luglio 2002, n. 179.

Art. 6.

(Autorita' di sistema portuale).

1. Sono istituite quindici Autorita' di sistema portuale:

- a) del Mare Ligure occidentale;
- b) del Mare Ligure orientale;
- c) del Mar Tirreno settentrionale;
- d) del Mar Tirreno centro-settentrionale;
- e) del Mar Tirreno centrale;
- f) dei Mari Tirreno meridionale e Ionio ((...));
- g) del Mare di Sardegna;
- h) del Mare di Sicilia occidentale;
- i) del Mare di Sicilia orientale;
- l) del Mare Adriatico meridionale;
- m) del Mare Ionio;
- n) del Mare Adriatico centrale;
- o) del Mare Adriatico centro-settentrionale;
- p) del Mare Adriatico settentrionale;
- q) del Mare Adriatico orientale.

((q-bis) dello Stretto))

2. I porti rientranti nelle Autorita' di sistema portuale di cui al comma 1, sono indicati nell'Allegato A, che costituisce parte integrante della presente legge, fatto salvo quanto previsto dal comma 2-bis e dall'articolo 22, comma 2, del decreto legislativo 4 agosto 2016, n. 169. (30)

2-bis. Con regolamento, da adottare, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, possono essere apportate, su richiesta motivata del Presidente della Regione interessata, modifiche all'allegato A alla presente legge, al fine di consentire:

a) l'inserimento di un porto di rilevanza economica regionale o di un porto di rilevanza economica nazionale la cui gestione e' stata trasferita alla regione all'interno del sistema dell'Autorita' di sistema portuale territorialmente competente;

b) il trasferimento di un porto a una diversa Autorita' di sistema portuale, previa intesa con le regioni nel cui territorio hanno sede le Autorita' di sistema portuale di destinazione e di provenienza.

3. Sede della Autorita' di sistema portuale e' la sede del porto centrale, individuato nel Regolamento (UE) n. 1315/2013 del

Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2013, ricadente nella stessa Autorita' di sistema portuale. In caso di due o piu' porti centrali ricadenti nella medesima Autorita' di sistema portuale il Ministro indica la sede della stessa. Il Ministro, su proposta motivata della regione o delle regioni il cui territorio e' interessato dall'Autorita' di sistema portuale, ha facolta' di individuare in altra sede di soppressa Autorita' Portuale aderente alla Autorita' di sistema portuale, la sede della stessa.

4. L'Autorita' di sistema portuale nel perseguimento degli obiettivi e delle finalita' di cui all'articolo 1 svolge i seguenti compiti:

a) indirizzo, programmazione, coordinamento, regolazione, promozione e controllo, anche mediante gli uffici territoriali portuali secondo quanto previsto all'articolo 6-bis, comma 1, lettera c), delle operazioni e dei servizi portuali, delle attivita' autorizzatorie e concessorie di cui agli articoli 16, 17 e 18 e delle altre attivita' commerciali ed industriali esercitate nei porti e nelle circoscrizioni territoriali. All'autorita' di sistema portuale sono, altresì, conferiti poteri di ordinanza, anche in riferimento alla sicurezza rispetto a rischi di incidenti connessi alle attivita' e alle condizioni di igiene sul lavoro ai sensi dell'articolo 24;

b) manutenzione ordinaria e straordinaria delle parti comuni nell'ambito portuale, ivi compresa quella per il mantenimento dei fondali;

c) affidamento e controllo delle attivita' dirette alla fornitura a titolo oneroso agli utenti portuali di servizi di interesse generale, non coincidenti ne' strettamente connessi alle operazioni portuali di cui all'articolo 16, comma 1;

d) coordinamento delle attivita' amministrative esercitate dagli enti e dagli organismi pubblici nell'ambito dei porti e nelle aree demaniali marittime comprese nella circoscrizione territoriale;

e) amministrazione in via esclusiva delle aree e dei beni del demanio marittimo ricompresi nella propria circoscrizione, in forza di quanto previsto dalla presente legge e dal codice della navigazione, fatte salve le eventuali competenze regionali e la legislazione speciale per la salvaguardia di Venezia e della sua laguna. Per la gestione delle attivita' inerenti le funzioni sul demanio marittimo le Autorita' di sistema portuale si avvalgono del Sistema informativo del demanio marittimo (S.I.D.);

f) promozione e coordinamento di forme di raccordo con i sistemi logistici retro portuali e interportuali.

5. L'Autorita' di sistema portuale e' ente pubblico non economico di rilevanza nazionale a ordinamento speciale ed e' dotato di autonomia amministrativa, organizzativa, regolamentare, di bilancio e finanziaria. Ad essa non si applicano le disposizioni della legge 20 marzo 1975, n. 70, e successive modificazioni. Si applicano i principi di cui al titolo I del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165. Le Autorita' di sistema portuale adeguano i propri ordinamenti ai predetti principi e adottano, con propri provvedimenti, criteri e modalita' per il reclutamento del personale dirigenziale e non dirigenziale nel rispetto dei principi di cui all'articolo 35, comma 3, del medesimo decreto legislativo. I medesimi provvedimenti disciplinano, secondo criteri di trasparenza ed imparzialita', le procedure di conferimento degli incarichi dirigenziali e di ogni altro incarico. Gli atti adottati in attuazione del presente comma sono sottoposti all'approvazione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Per il Presidente dell'Autorita' di sistema portuale e il Segretario generale si applicano le disposizioni di cui agli

articoli 8 e 10. Per il periodo di durata dell'incarico di Presidente dell'Autorita' di sistema portuale e di Segretario generale, i dipendenti delle pubbliche amministrazioni sono collocati in aspettativa senza assegni, con riconoscimento dell'anzianita' di servizio.

6. Il personale dirigenziale e non dirigenziale delle istituite Autorita' di sistema portuale e' assunto mediante procedure selettive di natura comparativa, secondo principi di adeguata pubblicita', imparzialita', oggettivita' e trasparenza, in coerenza con quanto stabilito dall'articolo 10, comma 6.

7. L' Autorita' di sistema portuale e' sottoposta ai poteri di indirizzo e vigilanza del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti ai sensi dell'articolo 12. Ferma restando la facolta' di attribuire l'attivita' consultiva in materia legale e la rappresentanza a difesa dell'Autorita' di sistema portuale dinanzi a qualsiasi giurisdizione, nel rispetto della disciplina dell'ordinamento forense, agli avvocati dell'ufficio legale interno della stessa Autorita' o ad avvocati del libero foro, le Autorita' di sistema portuale possono valersi del patrocinio dell'Avvocatura di Stato.

8. La gestione contabile e finanziaria di ciascuna Autorita' di sistema portuale e' disciplinata da un regolamento proposto dal Presidente dell'Autorita' di sistema portuale, deliberato dal Comitato di gestione di cui all'articolo 9 e approvato dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze. Si applicano, altresì, le disposizioni attuative dell'articolo 2 della legge 31 dicembre 2009, n. 196, in materia di armonizzazione dei sistemi contabili di cui al decreto legislativo 31 maggio 2011, n. 91. Il conto consuntivo delle autorita' di sistema portuale e' allegato allo stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti per l'esercizio successivo a quello di riferimento. Le Autorita' di sistema portuale assicurano il massimo livello di trasparenza sull'uso delle proprie risorse e sui risultati ottenuti, secondo le previsioni del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33.

9. Il rendiconto della gestione finanziaria dell'autorita' di sistema portuale e' soggetto al controllo della Corte dei conti.

10. L'esecuzione delle attivita' di cui al comma 4, lettera b) e c) e' affidata in concessione dall'Autorita' di sistema portuale mediante procedura di evidenza pubblica, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50.

11. Le Autorita' di sistema portuale non possono svolgere, ne' direttamente ne' tramite societa' partecipate, operazioni portuali e attivita' ad esse strettamente connesse. Con le modalita' e le procedure di cui all'articolo 15 della legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, l'Autorita' di sistema portuale puo' sempre disciplinare lo svolgimento di attivita' e servizi di interesse comune e utili per il piu' efficace compimento delle funzioni attribuite, in collaborazione con Regioni, enti locali e amministrazioni pubbliche. Essa puo', inoltre, assumere partecipazioni, a carattere societario di minoranza, in iniziative finalizzate alla promozione di collegamenti logistici e intermodali, funzionali allo sviluppo del sistema portuale, ai sensi dell'articolo 46 del decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214.

12. E' fatta salva la disciplina vigente per i punti franchi compresi nella zona del porto franco di Trieste. Sono fatte salve, altresì, le discipline vigenti per i punti franchi delle zone

franche esistenti in altri ambiti portuali. Il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorita' di sistema portuale territorialmente competente, con proprio decreto stabilisce l'organizzazione amministrativa per la gestione di detti punti.

13. COMMA SOPPRESSO DAL D.LGS. 13 DICEMBRE 2017, N. 232.

14. Decorsi tre anni dalla data di entrata in vigore del decreto di cui all'articolo 8, comma 1, lettera f), della legge 7 agosto 2015, n. 124, con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, valutate le interazioni fra le piattaforme logistiche e i volumi di traffico, puo' essere ulteriormente *((modificato))* il numero delle Autorita' di sistema portuale; sullo schema di regolamento e', altresì, acquisito il parere della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281. Con la medesima procedura sono individuati i volumi di traffico minimo al venir meno dei quali le autorità di sistema portuale sono soppresse e le relative funzioni sono accorpate.

15. Con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, previo parere della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, possono essere modificati i limiti territoriali di ciascuna delle istituite autorità di sistema portuale.

(26)

AGGIORNAMENTO (26)

Il D.Lgs. 4 agosto 2016, n. 169 ha disposto (con l'art. 22, comma 1) che "Gli organi delle soppresse Autorita' portuali restano in carica sino all'insediamento dei nuovi organi delle AdSP, nominati ai sensi del presente decreto legislativo".

AGGIORNAMENTO (30)

Il D.Lgs. 13 dicembre 2017, n. 232 ha disposto (con l'art. 2, comma 1, lettera c)) che al comma 2 del presente articolo, dopo le parole: «2-bis» sono soppresse le parole: «del presente articolo».

Art. 6-bis.

(Uffici territoriali portuali).

1. Presso ciascun porto gia' sede di *((Autorita' di sistema portuale))*, l'*((Autorita' di sistema portuale))* costituisce un proprio ufficio territoriale *((...))* cui e' preposto il Segretario generale di cui all'articolo 10 o *((...))* un suo delegato, scelto tra il personale di ruolo in servizio presso le *((Autorita' di sistema portuale))* o le soppresse Autorita', con qualifica dirigenziale, con i seguenti compiti:

a) istruttori, ai fini dell'adozione delle deliberazioni di competenza dell'*((Autorita' di sistema portuale))*;

b) di proposta, con riferimento a materie di *((rilievo))* locale in relazione alle quali la competenza appartiene all'*((Autorita' di sistema portuale))*;

c) funzioni delegate dal Comitato di gestione, di coordinamento delle operazioni in porto, *((...))* nonche' i compiti relativi alle opere minori di manutenzione ordinaria in ambito di interventi ed edilizia portuale, sulla base delle disposizioni di legge e delle determinazioni al riguardo adottate dai competenti organi

dell'((Autorita' di sistema portuale)) ((;))

((c-bis) rilascio delle concessioni per periodi di durata fino a quattro anni, previo parere della Commissione consultiva di cui all'articolo 15 e sentito il Comitato di gestione, determinando i relativi canoni.))

2. Presso ciascun porto dell'((Autorita' di sistema portuale)) ubicato ((in un comune)) capoluogo di provincia non gia' sede di ((Autorita' di sistema portuale)), l'((Autorita' di sistema portuale)) puo' istituire un ufficio amministrativo decentrato, che svolge le funzioni stabilite dal Comitato di gestione. All'ufficio e' preposto il Segretario generale o un suo delegato, scelto tra il personale di ruolo in servizio presso le ((Autorita' di sistema portuale)) o le sopresse Autorita', con qualifica di quadro o dirigente. L'ufficio amministrativo decentrato puo' anche non essere equiparato all'ufficio territoriale portuale di cui al comma 1 del presente articolo. Su deliberazione del Comitato di gestione, l'((Autorita' di sistema portuale)) puo' istituire uffici amministrativi decentrati anche presso altri porti della sua circoscrizione non gia' sede di ((Autorita' di sistema portuale)).

Art. 7.

(Organi dell'Autorita' di sistema portuale).

1. Sono organi dell'autorita' di sistema portuale:

- a) il Presidente;
- b) il Comitato di gestione (CG);
- c) il Collegio dei revisori dei conti.

2. Gli emolumenti del Presidente, nonche' i gettoni di presenza dei componenti del Comitato di gestione sono a carico del bilancio dell'((Autorita' di sistema portuale)) e vengono determinati ((...)) con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti. ((PERIODO SOPPRESSO DAL D.LGS. 13 DICEMBRE 2017, N. 232)).((PERIODO SOPPRESSO DAL D.LGS. 13 DICEMBRE 2017, N. 232)).

3. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti sono disposti la revoca del mandato del Presidente e lo scioglimento del Comitato di gestione qualora:

- a) decorso il termine di cui all'articolo 9, ((comma 5)), lettera b), il piano operativo triennale non sia approvato nel successivo termine di trenta giorni;
- b) il conto consuntivo evidenzi un disavanzo;
- c) non siano approvati i bilanci entro il termine previsto dalla normativa vigente.

4. Con il decreto di cui al comma 3, il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti nomina, altresì, un commissario che esercita, per un periodo massimo di sei mesi, le attribuzioni conferitegli con il decreto stesso. Nel caso di cui al comma 3, lettera b), il commissario deve comunque adottare entro sessanta giorni dalla nomina un piano di risanamento. A tal fine puo' imporre oneri aggiuntivi a carico delle merci sbarcate e imbarcate nel porto.

Art. 8.

(Presidente dell'autorita' di sistema portuale).

1. Il Presidente e' nominato dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, d'intesa con il Presidente o i Presidenti della regione interessata, ferma restando l'applicazione della disciplina generale di cui alla legge 24 gennaio 1978, n. 14. In caso di mancata intesa si applica la procedura ((di cui all'articolo 14-quinquies)) della legge 8 agosto 1990, n. 241. Il Presidente e' scelto fra cittadini dei Paesi membri dell'Unione europea aventi comprovata esperienza e qualificazione professionale nei settori dell'economia dei trasporti e portuale.

2. Il Presidente ha la rappresentanza legale dell'**((Autorita' di sistema portuale))**, resta in carica quattro anni e puo' essere riconfermato una sola volta. Al Presidente sono attribuiti **((...))** i poteri di ordinaria e straordinaria amministrazione **((...))**. Al Presidente spetta la gestione delle risorse finanziarie in attuazione del piano di cui all'articolo 9, comma 5, lettera b). Il Presidente e' soggetto all'applicazione della disciplina dettata in materia di incompatibilita', cumulo di impieghi e incarichi di cui all'articolo 53 del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165 e del decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39, nonche' sui limiti retributivi di cui all'articolo 23-ter del decreto-legge n. 201 del 2011, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 214 del 2011.

3. Il Presidente:

- a) nomina e presiede il Comitato di gestione;
- b) propone la nomina del Segretario generale;
- c) sottopone al Comitato di gestione, per l'approvazione, il piano operativo triennale;
- d) sottopone al Comitato di gestione, per l'adozione, il piano regolatore di sistema portuale;
- e) sottopone al Comitato di gestione gli schemi di delibere riguardanti il bilancio preventivo e le relative variazioni, il conto consuntivo e il trattamento del segretario generale;

((e)-bis puo' promuovere e proporre al Comitato di gestione, per la successiva adozione, varianti-stralcio al piano regolatore portuale di cui all'articolo 5, comma 4));

f) dispone con propria delibera, sentito il Comitato di gestione, in merito alle concessioni di cui all'articolo 6, comma **((10))**;

g) provvede al coordinamento delle attivita' svolte nel porto dalle pubbliche amministrazioni, fatto salvo quanto previsto dalle disposizioni in materia di sportello unico doganale e dei controlli, nonche' al coordinamento e al controllo delle attivita' soggette ad autorizzazione e concessione, e dei servizi portuali. In particolare, per il raccordo delle funzioni e la velocizzazione delle procedure, promuove iniziative di reciproco avvalimento fra organi amministrativi operanti nei porti e nel sistema di riferimento, secondo criteri definiti con atti di intesa tra il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, il Ministero dell'economia e delle finanze, il Ministero della salute e gli altri Ministeri di volta in volta competenti. Il presidente puo', altresì, promuovere la stipula di protocolli d'intesa fra l'autorita' e le altre amministrazioni operanti nei porti per la velocizzazione delle operazioni portuali e la semplificazione delle procedure;

h) promuove programmi di investimento infrastrutturali che prevedano contributi dello Stato o di soggetti pubblici nazionali o comunitari;

i) partecipa alle sedute del CIPE aventi ad oggetto decisioni strategiche per il sistema portuale di riferimento;

l) promuove e partecipa alle conferenze di servizi per lo sviluppo del sistema portuale e sottoscrive gli accordi di programma;

m) amministra le aree e i beni del demanio marittimo, ricadenti nella circoscrizione territoriale di competenza, sulla base delle disposizioni di legge in materia, esercitando, sentito il Comitato di gestione, le attribuzioni stabilite negli articoli da 36 a 55 e 68 del codice della navigazione e nelle relative norme di attuazione;

((m-bis) insedia e convoca l'Organismo di partenariato della risorsa mare, dopo averne nominato i componenti designati ai sensi dell'articolo 11-bis;))

n) esercita, sentito il Comitato di gestione, le competenze

attribuite all'(*Autorita' di sistema portuale*) dagli articoli 16, 17 e 18 nel rispetto ((...)) delle disposizioni contenute nei decreti del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti di cui, rispettivamente, all'articolo 16, comma 4, e all'articolo 18, commi 1 e 3; (*nonche' nel rispetto delle deliberazioni della Autorita' di regolazione dei trasporti per gli aspetti di competenza*));

o) assicura la navigabilita' nell'ambito portuale e provvede al mantenimento ed approfondimento dei fondali, fermo restando quanto disposto dagli articoli 5 e 5-bis. Ai fini degli interventi di escavazione e manutenzione dei fondali puo' indire, assumendone la presidenza, una conferenza di servizi con le amministrazioni interessate da concludersi nel termine di sessanta giorni;

p) puo' disporre dei poteri di ordinanza di cui all'articolo 6, comma 4, lettera a) informando, nella prima riunione utile, il Comitato di gestione;

q) esercita i compiti di proposta in materia di delimitazione delle zone franche, sentite l'autorita' marittima e le amministrazioni locali interessate;

r) esercita ogni altra competenza che non sia attribuita dalla presente legge agli altri organi dell'(*Autorita' di sistema portuale*));

s) il presidente dell'autorita' di sistema portuale, inoltre, ai fini dell'esercizio della funzione di coordinamento, puo' convocare apposita conferenza di servizi con la partecipazione dei rappresentanti delle pubbliche amministrazioni e, se del caso, dei soggetti autorizzati, dei concessionari e dei titolari dei servizi interessati, al fine dell'esame e della risoluzione di questioni di interesse del porto.

((s-bis) adotta, previa delibera del Comitato di gestione, sentita la Commissione consultiva, sulla base dei piani di impresa, degli organici e del fabbisogno lavorativo comunicati dalle imprese di cui agli articoli 16 e 18 e dell'organico del soggetto di cui all'articolo 17, il Piano dell'organico del porto dei lavoratori delle imprese di cui agli articoli 16, 17 e 18;))

((3-bis. Il Piano di cui al comma 3, lettera s-bis), soggetto a revisione annuale, ha validita' triennale e ha valore di documento strategico di ricognizione e analisi dei fabbisogni lavorativi in porto e non produce vincoli per i soggetti titolari di autorizzazioni e concessioni di cui agli articoli 16 e 18, fatti salvi i relativi piani di impresa e di traffico. Sulla base del Piano, sentiti il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e l'Agenzia nazionale per le politiche attive del lavoro, il Presidente dell'Autorita' di sistema portuale adotta piani operativi di intervento per il lavoro portuale finalizzati alla formazione professionale per la riqualificazione o la riconversione e la ricollocazione del personale interessato in altre mansioni o attivita' sempre in ambito portuale.

3-ter. Per il finanziamento dei piani operativi di intervento per il lavoro portuale di cui al comma 3-bis, l'Autorita' di sistema portuale puo' destinare una quota delle risorse di cui all'articolo 17, comma 15-bis, senza ulteriori oneri a carico del bilancio dello Stato.))

4. Il Presidente riferisce annualmente sull'attivita' svolta con relazione al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti da inviare entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento.

AGGIORNAMENTO (10a)

Successivamente la Corte Costituzionale, con sentenza 28 settembre-7 ottobre 2005, n. 378 (in G.U. 1a s.s. 12/10/2005, n. 41)

ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'articolo 6 del D.L. 28 maggio 2004, n. 136, convertito con modificazioni dalla L. 27 luglio 2004, n. 186 (che ha introdotto il comma 1-bis al presente articolo).

Art. 9.

(Comitato di gestione).

1. Il Comitato di gestione è composto:

a) dal Presidente dell'(*Autorità di sistema portuale*)), che lo presiede e il cui voto prevale in caso di parità dei voti espressi;

b) da un componente designato dalla regione o da ciascuna regione il cui territorio è incluso, anche parzialmente, nel sistema portuale;

c) da un componente designato dal sindaco di ciascuna delle città metropolitane, ove presente, il cui territorio è incluso, anche parzialmente, nel sistema portuale;

d) da un componente designato dal sindaco di ciascuno dei comuni ex sede di (*Autorità di sistema portuale*) inclusi nell'(*Autorità di sistema portuale*)), esclusi i comuni capoluogo delle città metropolitane;

((e) dal direttore marittimo nella cui giurisdizione rientra il porto sede dell'Autorità di sistema portuale e, su designazione di quest'ultimo, dal rappresentante dell'autorità marittima competente in ordine ai temi trattati in relazione ai porti compresi nell'Autorità di sistema portuale, fermo restando il diritto di voto limitato a uno dei componenti dell'autorità marittima e nelle sole materie di propria competenza.))

1-bis. Alle sedute del Comitato partecipa anche un rappresentante per ciascun porto incluso nell'(*Autorità di sistema portuale*) e ubicato in un comune capoluogo di provincia non già sede di (*Autorità di sistema portuale*). Il rappresentante è designato dal sindaco e ha diritto di voto limitatamente alle materie di competenza del porto rappresentato. *((Si applicano i periodi terzo, quarto e quinto del comma 2.))*

2. I componenti di cui al comma 1 durano in carica per un quadriennio, rinnovabile una sola volta, dalla data di insediamento del Comitato di gestione, ferma restando la decadenza degli stessi in caso di nomina di nuovo Presidente. Le loro designazioni devono pervenire al Presidente entro trenta giorni dalla richiesta avanzata dallo stesso, sessanta giorni prima della scadenza del mandato dei componenti *((e, qualora le designazioni non pervengano entro il suddetto termine, il Comitato di gestione è comunque regolarmente costituito con la metà più uno dei componenti. E' sempre consentita la designazione successiva fino a quando il Comitato di gestione non è regolarmente costituito e fino al completamento di tutte le designazioni.))* Ai componenti designati si applicano i requisiti di cui all'articolo 8, comma 1, previsti per il presidente dell'(*Autorità di sistema portuale*) *((e le disposizioni di cui al decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39.))* *((Non possono essere designati e nominati quali componenti del Comitato di cui al comma 1, lettere b), c) e d) coloro che rivestono incarichi di componente di organo di indirizzo politico, anche di livello regionale e locale, o che sono titolari di incarichi amministrativi di vertice o di amministratore di enti pubblici e di enti privati in controllo pubblico. I componenti nominati che rivestono i predetti incarichi decadono di diritto alla data di entrata in vigore della presente disposizione. Il regime di inconferibilità opera anche per il periodo successivo alla cessazione dell'incarico.))*

3. In attesa della costituzione della città metropolitana di

Reggio Calabria, ai sensi dell'articolo 1, comma 18, della legge 7 aprile 2014, n. 56, il componente di cui al comma 1, lettera c), e' designato dal sindaco del comune capoluogo.

4. Le funzioni di segretario del Comitato di gestione sono svolte dal Segretario generale.

5. Il Comitato di gestione:

((a) adotta il documento di pianificazione strategica di sistema, il piano regolatore portuale e gli adeguamenti tecnico-funzionali di cui all'articolo 5, comma 5;))

((b) approva, su proposta del Presidente, trenta giorni prima della scadenza del piano vigente, il piano operativo triennale, soggetto a revisione annuale, concernente le strategie di sviluppo delle attivita' portuali e logistiche. Il primo piano deve essere approvato dal Comitato di gestione entro novanta giorni dal suo insediamento));

c) approva il bilancio di previsione, le note di variazione e il conto consuntivo;

d) predispone, su proposta del Presidente, il regolamento di amministrazione e contabilita' dell'*((Autorita' di sistema portuale))*, da approvare con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze;

e) approva la relazione annuale sull'attivita' dell'*((Autorita' di sistema portuale))* da inviare al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti;

f) esprime i pareri di cui all'articolo 8, comma 3, lettere f), m), n) e q) *((e di cui all'articolo 6-bis, lettera c-bis)))*;

g) delibera, su proposta del Presidente, in ordine alle autorizzazioni ed alle concessioni di cui agli articoli 6, comma *((10))*, 16 e 18 di durata superiore a quattro anni, determinando l'ammontare dei relativi canoni, nel rispetto delle disposizioni contenute nei decreti del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di cui, rispettivamente, all'articolo 16, comma 4, ed all'articolo 18, commi 1 e 3;

h) delibera in ordine agli accordi sostitutivi di cui all'articolo 18, comma 4;

i) delibera, su proposta del Presidente, sentito il Segretario generale, la dotazione organica dell'*((Autorita' di sistema portuale))*;

l) delibera il recepimento degli accordi contrattuali relativi al personale dell'*((Autorita' di sistema portuale))* e gli strumenti di valutazione dell'efficacia, della trasparenza, del buon andamento della gestione dell'*((Autorita' di sistema portuale))*;

m) nomina il Segretario generale, su proposta del Presidente dell'*((Autorita' di sistema portuale)) ((;))*

((m-bis) delibera il Piano dell'organico del porto dei lavoratori delle imprese di cui agli articoli 16, 17 e 18.))

6. Il Comitato di gestione si riunisce di norma ogni due mesi e, comunque, su convocazione del Presidente e ogni qualvolta lo richieda un terzo dei componenti; per la validita' delle sedute e' richiesta la presenza della meta' piu' uno dei componenti. Le deliberazioni sono assunte a maggioranza dei presenti, *((...))*. Il Comitato adotta un regolamento per disciplinare lo svolgimento delle sue attivita'.

Art. 10.

(Segretariato generale)

1. Il segretariato generale e' composto dal segretario generale e dalla segreteria tecnico-operativa.

2. Il Segretario generale e' nominato dal Comitato di gestione, su

proposta del presidente dell'(*Autorita' di sistema portuale*)), scelto tra esperti di comprovata esperienza manageriale o qualificazione professionale nel settore disciplinato dalla presente legge nonche' nelle materie amministrativo-contabili.

3. Il segretario generale e' assunto con contratto di diritto privato di durata quadriennale, rinnovabile per una sola volta. Il segretario generale puo' essere rimosso dall'incarico su proposta motivata del presidente, con delibera del comitato di gestione. Il Segretario generale e' soggetto all'applicazione della disciplina dettata in materia di responsabilita' dirigenziale, incompatibilita', cumulo di impieghi e incarichi di cui all'articolo 53 del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165 e del decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39, nonche' sui limiti retributivi di cui all'articolo 23-ter del decreto-legge n. 201 del 2011, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 214 del 2011. Il contratto di diritto privato stipulato dal Segretario generale si conforma alla contrattazione collettiva di riferimento delle (*Autorita' di sistema portuale*)).

4. Il segretario generale:

- a) e' preposto alla segreteria tecnico-operativa;
- b) provvede agli adempimenti necessari al funzionamento dell'autorita' di sistema portuale e sovrintende e coordina le attivita' degli uffici territoriali portuali di cui all'articolo 6-bis della presente legge;
- c) cura l'istruttoria degli atti di competenza del presidente e del comitato di gestione;
- d) cura i rapporti, ai fini del coordinamento delle rispettive attivita', con le amministrazioni statali, regionali e degli enti locali;
- e) cura l'attuazione delle direttive del presidente e del comitato di gestione;
- f) elabora il piano regolatore di sistema portuale, avvalendosi della segreteria tecnico-operativa;
- g) riferisce al comitato di gestione sullo stato di attuazione dei piani di intervento e di sviluppo delle strutture portuali e sull'organizzazione economico-produttiva delle attivita' portuali;
- h) provvede alla tenuta dei registri di cui all'articolo 24, comma 2.

5. Per lo svolgimento dei compiti istituzionali dell'autorita', il segretario generale si avvale di una segreteria tecnico-operativa, composta, in sede di prima applicazione della presente legge, da personale proveniente dalle sopresse (*Autorita' di sistema portuale*)), in un contingente e in una composizione qualitativa determinata ai sensi dell'articolo 9 in relazione alle specifiche esigenze di ciascun scalo.

6. Il rapporto di lavoro del personale delle (*Autorita' di sistema portuale*) e' di diritto privato ed e' disciplinato dalle disposizioni del codice civile libro V - titolo I - capi II e III, titolo II - capo I, e dalle leggi sui rapporti di lavoro subordinato nell'impresa. Il suddetto rapporto e' regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro, sulla base di criteri generali stabiliti con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, che dovranno tener conto anche della compatibilita' con le risorse economiche, finanziarie e di bilancio; detti contratti sono stipulati dall'associazione rappresentativa delle (*Autorita' di sistema portuale*) per la parte datoriale e dalle organizzazioni sindacali nazionali maggiormente rappresentative del personale delle (*Autorita' di sistema portuale*) per la parte sindacale.

Art. 11.

(Collegio dei revisori dei conti).

1. Il Collegio dei revisori dei conti e' composto da tre membri effettivi e due supplenti, nominati con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, i quali devono essere iscritti al registro dei revisori legali, o tra persone in possesso di specifica professionalita'. Il Presidente e un membro supplente sono designati dal Ministro dell'economia e delle finanze.

2. I membri del Collegio restano in carica quattro anni e possono essere riconfermati nell'incarico una sola volta. I compensi dei membri del Collegio dei revisori sono stabiliti con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e sono posti a carico del bilancio dell'(**Autorita' di sistema portuale**). Ai membri del Collegio dei revisori si applica l'articolo 2399 del codice civile. I componenti del Collegio non possono partecipare, in qualsiasi forma, alle attivita' attinenti le competenze dell'(**Autorita' di sistema portuale**) o di altri organismi che svolgono compiti, in qualsiasi modo collegati alle attivita' dell'(**Autorita' di sistema portuale**).

3. Il Collegio dei revisori dei conti provvede a tutti i compiti previsti dalla normativa vigente relativamente alla funzione di revisore dei conti. Esso, in particolare:

- a) provvede al riscontro degli atti di gestione;
- b) accerta la regolare tenuta dei libri e delle scritture contabili ed effettua trimestralmente le verifiche di cassa;
- c) redige le relazioni di propria competenza ed in particolare una relazione sul conto consuntivo;
- d) riferisce periodicamente al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti;
- e) assiste alle riunioni del Comitato di gestione di cui all'articolo 9 con almeno uno dei suoi membri.

4. Il Collegio puo' chiedere al Presidente dell'(**Autorita' di sistema portuale**) notizie sull'andamento e la gestione dell'(**Autorita' di sistema portuale**) ovvero su singole questioni, riferendo al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti eventuali irregolarita' riscontrate.

5. Il Collegio dei revisori e' convocato dal Presidente del collegio, anche su richiesta dei componenti, ogni qualvolta lo ritenga necessario e comunque almeno una volta per trimestre. (**Gli atti di controllo sono espressi a maggioranza dei componenti.**) Sono considerati presenti anche i componenti che assistono a distanza, purché con modalita' di telecomunicazione che consentano l'identificazione, la partecipazione ininterrotta alla discussione e l'intervento in tempo reale degli argomenti. In tal caso la riunione del Collegio si considera tenuta nel luogo dove si trova il Presidente.

Art. 11-bis.

(Organismo di partenariato della risorsa mare).

1. Presso ciascuna autorita' di sistema portuale e' istituito l'Organismo di partenariato della risorsa mare, composto, oltre che dal Presidente dell'(**Autorita' di sistema portuale**), che lo presiede, dal comandante del porto ovvero dei porti, già sedi di (**Autorita' di sistema portuale**), facenti parte del sistema portuale dell'(**Autorita' di sistema portuale**), nonché da:

- a) un rappresentante degli armatori;
- b) un rappresentante degli industriali;
- c) un rappresentante degli operatori di cui agli articoli 16 e 18;

- d) un rappresentante degli spedizionieri;
- e) un rappresentante degli operatori logistici intermodali operanti in porto;
- f) un rappresentante degli operatori ferroviari operanti in porto;
- g) un rappresentante degli agenti e raccomandatari marittimi;
- h) un rappresentante degli autotrasportatori operanti nell'ambito logistico-portuale;
- i) tre rappresentanti dei lavoratori delle imprese che operano in porto;
- l) rappresentante degli operatori del turismo o del commercio operanti nel porto ((;))

((l-bis un rappresentante dell'impresa o agenzia di cui all'articolo 17 designato dall'Associazione Nazionale Compagnie Imprese Portuali - ANCIP o dalle altre associazioni di categoria comparativamente piu' rappresentative sul piano nazionale.))

2. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti sono disciplinate le modalita' di designazione dei componenti di cui al comma 1, nonche' le modalita' di svolgimento dell'attivita' dell'Organismo, con particolare riguardo alle forme e ai metodi della consultazione dei soggetti interessati. *((I componenti dell'Organismo partecipano a titolo gratuito. Eventuali rimborsi spese per la partecipazione alle attivita' del predetto Organismo sono a carico delle amministrazioni, enti e associazioni che designano i rispettivi rappresentanti nell'Organismo.))*

3. L'Organismo ha funzioni di confronto partenariale ascendente e discendente, nonche' funzioni consultive di partenariato economico sociale, in particolare in ordine:

- a) all'adozione del piano regolatore di sistema portuale;
- b) all'adozione del piano operativo triennale;
- c) alla determinazione dei livelli dei servizi resi nell'ambito del sistema portuale dell'*((Autorita' di sistema portuale))* suscettibili di incidere sulla complessiva funzionalita' ed operativita' del porto;
- d) al progetto di bilancio preventivo e consuntivo;
- e) alla composizione degli strumenti di cui all'articolo 9, comma 5, lettera l).

4. Laddove in una unica *((Autorita' di sistema portuale))* siano confluiti o confluiscano piu' porti centrali, di cui al Regolamento (UE) 11 dicembre 2013, n. 1315/2013, gia' sedi di *((Autorita' di sistema portuale))*, presso ognuno di questi e' istituito l'Organismo del Cluster Marittimo, sulla base di proprio regolamento adottato dall'*((Autorita' di sistema portuale))*, di concerto con l'Organismo di partenariato della Risorsa.

5. Qualora l'Autorita' intenda discostarsi dai pareri resi dall'Organismo, e' tenuta a darne adeguata motivazione.

Art. 11-ter.

(Conferenza nazionale di coordinamento delle *((Autorita' di sistema portuale))*).

1. Presso il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e' istituita la Conferenza nazionale di coordinamento delle *((Autorita' di sistema portuale))*, con il compito di coordinare e armonizzare, a livello nazionale, le scelte strategiche che attengono i grandi investimenti infrastrutturali, le scelte di pianificazione urbanistica in ambito portuale, le strategie di attuazione delle politiche concessorie del demanio marittimo, nonche' le strategie di marketing e promozione sui mercati internazionali del sistema portuale nazionale, operando, altresì, la verifica dei piani di

sviluppo portuale, attraverso specifiche relazioni predisposte dalle singole *((Autorita' di sistema portuale))*. La Conferenza e' presieduta dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, ed e' composta dai Presidenti delle *((Autorita' di sistema portuale))* *((e da cinque rappresentanti designati dalla Conferenza Unificata, di cui tre delle regioni, uno delle citta' metropolitane e uno dei comuni.))* Il Ministro, con proprio decreto, puo' nominare un esperto, avente comprovata esperienza e qualificazione professionali nei settori dell'economia dei trasporti e portuale, con compiti di supporto. L'esperto, nello svolgimento delle sue funzioni, puo' avvalersi dei competenti uffici del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Si applica la disciplina dettata in materia di incompatibilita', cumulo di impieghi e incarichi di cui all'articolo 53 del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165 e del decreto legislativo 8 aprile 2013, n. 39, nonche' sui limiti retributivi di cui all'articolo 23-ter del decreto-legge n. 201 del 2011, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 214 del 2011. Gli emolumenti dell'esperto di cui al terzo periodo determinati, nel rispetto dei limiti retributivi di cui all'articolo 23-ter del decreto-legge n. 201 del 2011, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 214 del 2011, con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sono a carico dello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, nell'ambito delle risorse di cui all'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 1, comma 238, della legge 30 dicembre 2004, n. 311, relativa alla struttura tecnica di missione. La struttura della *((rappresentanza unitaria delle Autorita' di sistema portuale e la societa' Rete autostrade mediterranee Spa (RAM) collaborano))* con la Conferenza nello svolgimento dei compiti ad essa affidati, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

2. Alle riunioni della Conferenza sono invitati i rappresentanti delle associazioni datoriali e sindacali delle categorie operanti nel settore marittimo portuale comparativamente piu' rappresentative sul piano nazionale, individuate secondo la specifica competenza in ordine alle materie di volta in volta all'ordine del giorno.

3. Nell'ambito delle attivita' cui e' preposta la Conferenza nazionale di Coordinamento delle *((Autorita' di sistema portuale))*, ai sensi dell'articolo 4 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, in sede di Conferenza Stato-Regioni, e' definito e approvato un Accordo quadro nazionale volto a integrare l'esercizio delle rispettive competenze e sostenere attivita' di interesse comune in materia di sviluppo logistico di area vasta a supporto del sistema delle *((Autorita' di sistema portuale))*, in ambiti territoriali omogenei, anche interregionali, per il coordinamento delle politiche di sviluppo della portualita' in connessione con le altre reti di trasporto su ferro, su gomma *((, su idrovie interne))* e aeree, anche ai fini delle loro integrazioni ai Corridoi europei e alle rotte del commercio internazionale.

Art. 12.

(Indirizzo e vigilanza sulle *((Autorita' di sistema portuale))*)

1. L'autorita' di sistema portuale e' sottoposta all'indirizzo e alla vigilanza del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti.

2. Sono sottoposte all'approvazione dell'autorita' di vigilanza le delibere del presidente e del comitato di gestione relative:

- a) all'approvazione del bilancio di previsione, delle eventuali note di variazione e del conto consuntivo;
- b) alla determinazione dell'organico della segreteria tecnico-operativa;

c) LETTERA ABROGATA DAL D.L. 30 DICEMBRE 1997, N. 457, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 27 FEBBRAIO 1998, N. 30.

3. La vigilanza sulle delibere di cui al comma 2, lettera a), e' esercitata dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze.

4. Qualora l'approvazione dell'autorita' di vigilanza non intervenga entro quarantacinque giorni dalla data di ricevimento delle delibere, esse sono esecutive.

Art. 13.

(Risorse finanziarie delle *((Autorita' di sistema portuale))*)

1. Le entrate delle *((Autorita' di sistema portuale))* sono costituite:

a) dai canoni di concessione delle aree demaniali e delle banchine comprese nell'ambito portuale, di cui all'articolo 18, e delle aree demaniali comprese nelle circoscrizioni territoriali *((...))*, nonche' dai proventi di autorizzazioni per operazioni portuali di cui all'articolo 16. Le *((Autorita' di sistema portuale))* non possono determinare canoni di concessione demaniale marittima per scopi turistico-ricreativi, fatta eccezione per i canoni di concessione di aree destinate a porti turistici, in misura piu' elevata di quanto stabilito dalle autorita' marittime per aree contigue e concesse allo stesso fine;

b) dagli eventuali proventi derivanti dalle cessioni di impianti di cui all'articolo 18, comma 1, lettere a) e b);

c) salvo quanto previsto all'articolo 28, comma 6, dal gettito delle tasse sulle merci sbarcate e imbarcate di cui al capo III del titolo II della legge 9 febbraio 1963, n. 82, e all'articolo 1 della legge 5 maggio 1976, n. 355, e successive modificazioni e integrazioni;

d) dai contributi delle regioni, degli enti locali e di altri enti ed organismi pubblici;

e) da entrate diverse *((;))*

((e-bis) diritti di porto.))

2. Dal 1 gennaio 1994 cessano di essere erogati i contributi alle organizzazioni portuali previsti dalle rispettive leggi istitutive, nonche' gli stanziamenti per le spese per l'installazione e l'acquisto di impianti portuali nei porti di Ancona, Cagliari, La Spezia, Livorno e Messina. (1)

2-bis. Le *((Autorita' di sistema portuale))* possono avvalersi, per la riscossione coattiva dei canoni demaniali e degli altri proventi di loro competenza, della procedura ingiuntiva di cui al regio decreto 14 aprile 1910, n. 639.

AGGIORNAMENTO (1)

Il D.L. 21 ottobre 1996, n. 535, convertito con modificazioni dalla L. 23 dicembre 1996, n. 647, ha disposto (con l'art. 16, comma 1) che il termine del 1 gennaio 1994 previsto dal comma 2 del presente articolo, e' differito al 1 gennaio 1995.

Art. 14.

(Competenze dell'autorita' marittima)

1. Ferme restando le competenze attribuite dalla presente legge alle *((Autorita' di sistema portuale))* e, per i soli compiti di programmazione, coordinamento e promozione nonche' nell'ambito della pianificazione delle opere portuali, alla formulazione ed elaborazione di piani triennali da proporre al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, alle aziende speciali delle camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura, istituite ai sensi dell'articolo 32 del testo unico approvato con regio decreto 20

settembre 1934, n. 2011 (*(, ove non ricomprese nella circoscrizione delle Autorita' di sistema portuale,))*, spettano all'autorita' marittima le funzioni di polizia e di sicurezza previste dal codice della navigazione e dalle leggi speciali, e le rimanenti funzioni amministrative.

1-bis. I servizi tecnico-nautici di pilotaggio, rimorchio, ormeggio e battellaggio sono servizi di interesse generale atti a garantire nei porti, ove essi sono istituiti, la sicurezza della navigazione e dell'approdo. L'obbligatorietà dei servizi tecnico-nautici e' stabilita e disciplinata con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, su proposta dell'autorita' marittima, d'intesa con l'*((Autorita' di sistema portuale))* ove istituita, sentite le associazioni di categoria nazionali interessate. In caso di necessita' e di urgenza, l'autorita' marittima, sentita l'*((Autorita' di sistema portuale))* ove istituita, puo' temporaneamente modificare il regime di obbligatorietà dei servizi tecnico-nautici per un periodo non superiore a trenta giorni, prorogabili una sola volta. I criteri e i meccanismi di formazione delle tariffe dei servizi di pilotaggio, rimorchio, ormeggio e battellaggio sono stabiliti dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti sulla base di un'istruttoria condotta congiuntamente dal comando generale del Corpo delle capitanerie di porto e dalle rappresentanze unitarie delle Autorita' di sistema portuali, dei soggetti erogatori dei servizi e dell'utenza portuale. (27)

1-ter. Nei porti sede di autorita' di sistema portuale la disciplina e l'organizzazione dei servizi di cui al comma 1-bis sono stabilite dall'Autorita' marittima di intesa con l'autorita' di sistema portuale. In difetto di intesa provvede il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti.

1-quater. Ai fini della prestazione dei servizi tecnico-nautici di cui al comma 1-bis, per porti o per altri luoghi d'approdo o di transito delle navi si intendono anche le strutture di ormeggio presso le quali si svolgono operazioni di imbarco o sbarco di merci e passeggeri, come banchine, moli, pontili, piattaforme, boe, torri, navi o galleggianti di stoccaggio temporaneo e punti di attracco, in qualsiasi modo realizzate anche nell'ambito di specchi acquei esterni alle difese foranee.

((1-quinquies. A seguito dell'esercizio dei poteri del comandante del porto previsti dall'articolo 81 del Codice della navigazione e dall'articolo 209 del relativo Regolamento di esecuzione, gli ormeggiatori iscritti nel relativo registro, previa specifica procedura concorsuale, si costituiscono in societa' cooperativa. Il funzionamento e l'organizzazione di tale societa' sono soggette alla vigilanza e al controllo del comandante del porto e lo statuto e le sue eventuali modifiche sono approvate dal comandante del porto secondo le direttive emanate in materia dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.))

AGGIORNAMENTO (27)

La L. 1 dicembre 2016, n. 230 ha disposto (con l'art. 3, comma 2) che "E' fatta salva la validita' dei provvedimenti disciplinanti l'obbligatorietà dei servizi tecnico-nautici, di cui al comma 1-bis dell'articolo 14 della legge 28 gennaio 1994, n. 84, modificato dal comma 1 del presente articolo, vigenti alla data di entrata in vigore della presente legge".

Art. 15.

(Commissioni consultive)

1. Con decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e' istituita, in ogni porto, una commissione consultiva composta da cinque rappresentanti dei lavoratori delle imprese operanti in porto, da un rappresentante dei lavoratori dell'Autorita' di sistema portuale e da un rappresentante di ciascuna delle seguenti categorie imprenditoriali operanti nel porto: armatori; industriali; imprenditori di cui agli articoli 16 e 18 ((...)); spedizionieri; agenti e raccomandatari marittimi; autotrasportatori operanti nell'ambito portuale.

1-bis. I rappresentanti dei lavoratori sono designati dalle organizzazioni sindacali maggiormente rappresentative a livello nazionale, i rappresentanti delle categorie imprenditoriali sono designati dalle rispettive associazioni nazionali di categoria, il rappresentante degli autotrasportatori e' designato dal comitato centrale dell'albo degli autotrasportatori. Nei porti che non sono sede di Autorita' di sistema portuale o degli uffici di cui all'articolo 6-bis, i rappresentanti dei lavoratori delle imprese operanti in porto sono in numero di sei. La commissione e' presieduta dal Presidente dell'Autorita' di sistema portuale ovvero, laddove non istituita, dal comandante del porto. La designazione dei rappresentanti dei lavoratori e delle categorie imprenditoriali indicate al comma 1 deve pervenire al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti entro trenta giorni dalla richiesta; l'inutile decorso del termine non pregiudica il funzionamento dell'organo.

((2. La commissione di cui al comma 1 ha funzioni consultive in ordine al rilascio, alla sospensione o alla revoca delle autorizzazioni e concessioni di cui agli articoli 16, 17 e 18, nonche' in ordine all'organizzazione del lavoro in porto, agli organici delle imprese, all'avviamento della manodopera e alla formazione professionale dei lavoratori.))

3.COMMA ABROGATO DAL D.LGS. 4 AGOSTO 2016, N. 169.

Art. 15-bis.

(Sportello unico amministrativo).

1. Presso la *((Autorita' di sistema portuale))* opera lo Sportello Unico Amministrativo (SUA) che, per tutti i procedimenti amministrativi ed autorizzativi concernenti le attivita' economiche, ad eccezione di quelli concernenti lo Sportello unico doganale e dei controlli e la sicurezza, svolge funzione unica di front office rispetto ai soggetti deputati ad operare in porto. *((IL Comitato di gestione, su proposta del Presidente dell'Autorita' di sistema portuale e sentito l'Organismo di partenariato della risorsa mare di cui all'articolo 11-bis, approva il regolamento che disciplina l'organizzazione, il funzionamento e il monitoraggio dello Sportello unico amministrativo, secondo Linee guida approvate dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.))*

((1-bis Il Presidente dell'Autorita' di sistema portuale vigila sul corretto funzionamento dello Sportello unico amministrativo, anche al fine di segnalare, nell'ambito della Conferenza nazionale di coordinamento di cui all'articolo 11-ter, eventuali prassi virtuose da adottare o eventuali disfunzioni da correggere.))

Art. 16.

(Operazioni portuali)

1. Sono operazioni portuali il carico, lo scarico, il trasbordo, il deposito, il movimento in genere delle merci e di ogni altro materiale, svolti nell'ambito portuale. Sono servizi portuali quelli riferiti a prestazioni specialistiche, complementari e accessorie al ciclo delle operazioni portuali. I servizi ammessi sono individuati dalle *((Autorita' di sistema portuale))*, o, laddove non istituite,

dalle autorità marittime, attraverso una specifica regolamentazione da emanare in conformità dei criteri vincolanti fissati con decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione.

2. Le *((Autorità di sistema portuale))* o, laddove non istituite, le autorità marittime disciplinano e vigilano sull'espletamento delle operazioni portuali e dei servizi portuali, nonché sull'applicazione delle tariffe indicate da ciascuna impresa ai sensi del comma 5, riferendo periodicamente al Ministro dei trasporti e della navigazione.

3. L'esercizio delle attività di cui al comma 1, espletate per conto proprio o di terzi, è soggetto ad autorizzazione dell'*((Autorità di sistema portuale))* o, laddove non istituita, dell'autorità marittima. Detta autorizzazione riguarda lo svolgimento di operazioni portuali di cui al comma 1 previa verifica del possesso da parte del richiedente dei requisiti di cui al comma 4, oppure di uno o più servizi portuali di cui al comma 1, da individuare nell'autorizzazione stessa. Le imprese autorizzate sono iscritte in appositi registri distinti tenuti dall'*((Autorità di sistema portuale))* o, laddove non istituita, dall'autorità marittima e sono soggette al pagamento di un canone annuo e alla prestazione di una cauzione determinati dalle medesime autorità.

3-bis. Le operazioni ed i servizi portuali di cui al comma 1 non possono svolgersi in deroga alla legge 23 ottobre 1960, n. 1369, salvo quanto previsto dall'articolo 17.

4. Ai fini del rilascio delle autorizzazioni di cui al comma 3 da parte dell'autorità competente, il Ministro dei trasporti e della navigazione, con proprio decreto, da emanarsi entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, determina:

a) i requisiti di carattere personale e tecnico-organizzativo, di capacità finanziaria, di professionalità degli operatori e delle imprese richiedenti, adeguati alle attività da espletare, tra i quali la presentazione di un programma operativo e la determinazione di un organico di lavoratori alle dirette dipendenze comprendente anche i quadri dirigenziali;

b) i criteri, le modalità e i termini in ordine al rilascio, alla sospensione e alla revoca dell'atto autorizzatorio, nonché ai relativi controlli;

c) i parametri per definire i limiti minimi e massimi dei canoni annui e della cauzione in relazione alla durata ed alla specificità dell'autorizzazione, tenuti presenti il volume degli investimenti e le attività da espletare;

d) i criteri inerenti il rilascio di autorizzazioni specifiche per l'esercizio di operazioni portuali, da effettuarsi all'arrivo o alla partenza di navi dotate di propri mezzi meccanici e di proprio personale adeguato alle operazioni da svolgere, nonché per la determinazione di un corrispettivo e di idonea cauzione. Tali autorizzazioni non rientrano nel numero massimo di cui al comma 7.

5. Le tariffe delle operazioni portuali di cui al comma 1 sono rese pubbliche. Le imprese autorizzate ai sensi del comma 3 devono comunicare all'*((Autorità di sistema portuale))* o, laddove non istituita, all'autorità marittima le tariffe che intendono praticare nei confronti degli utenti, nonché ogni successiva variazione.

6. L'autorizzazione ha durata rapportata al programma operativo proposto dall'impresa ovvero, qualora l'impresa autorizzata sia anche titolare di concessione ai sensi dell'articolo 18, durata identica a quella della concessione medesima; l'autorizzazione può essere rinnovata in relazione a nuovi programmi operativi o a seguito del rinnovo della concessione. L'*((Autorità di sistema portuale))* o,

laddove non istituita, l'autorita' marittima sono tenute a verificare, con cadenza almeno annuale, il rispetto delle condizioni previste nel programma operativo.

7. L'(**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituita, l'autorita' marittima, sentita la commissione consultiva locale, determina il numero massimo di autorizzazioni che possono essere rilasciate ai sensi del comma 3, in relazione alle esigenze di funzionalita' del porto e del traffico, assicurando, comunque, il massimo della concorrenza nel settore.

7-bis. Le disposizioni del presente articolo non si applicano ai depositi e stabilimenti di prodotti petroliferi chimici allo stato liquido, nonche' di altri prodotti affini, siti in ambito portuale.

7-ter. Le (**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituite, le autorita' marittime, devono pronunciarsi sulle richieste di autorizzazione di cui al presente articolo entro novanta giorni dalla richiesta, decorsi i quali, in assenza di diniego motivato, la richiesta si intende accolta.

Art. 17.

(Disciplina della fornitura del lavoro portuale temporaneo).

1. Il presente articolo disciplina la fornitura di lavoro temporaneo (...) alle imprese di cui agli articoli 16 e 18 per l'esecuzione delle operazioni portuali e dei servizi portuali autorizzati ai sensi dell'articolo 16, comma 3. (**La presente disciplina della fornitura del lavoro portuale temporaneo e' disciplina speciale.**)

2. Le (**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituite, le autorita' marittime, autorizzano l'erogazione delle prestazioni di cui al comma 1 da parte di una impresa, la cui attivita' deve essere esclusivamente rivolta alla fornitura di lavoro temporaneo per l'esecuzione delle operazioni e dei servizi portuali, da individuare secondo una procedura accessibile ad imprese italiane e comunitarie. Detta impresa, che deve essere dotata di adeguato personale e risorse proprie con specifica caratterizzazione di professionalita' nell'esecuzione delle operazioni portuali, non deve esercitare direttamente o indirettamente le attivita' di cui agli articoli 16 e 18 e le attivita' svolte dalle societa' di cui all'articolo 21, comma 1, lettera a), ne' deve essere detenuta direttamente o indirettamente da una o piu' imprese di cui agli articoli 16, 18 e 21, comma 1, lettera a), e neppure deve detenere partecipazioni anche di minoranza in una o piu' imprese di cui agli articoli 16, 18 e 21, comma 1, lettera a), impegnandosi, in caso contrario, a dismettere dette attivita' e partecipazioni prima del rilascio dell'autorizzazione.

3. L'autorizzazione di cui al comma 2 viene rilasciata dall'(**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituita, dall'autorita' marittima entro centoventi giorni dall'individuazione dell'impresa stessa e, comunque, subordinatamente all'avvenuta dismissione di ogni eventuale attivita' e partecipazione di cui al medesimo comma. L'impresa subentrante e' tenuta a corrispondere il valore di mercato di dette attivita' e partecipazioni all'impresa che le dismette.

4. L'(**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituita, l'autorita' marittima individua le procedure per garantire la continuita' del rapporto di lavoro a favore dei soci e dei dipendenti dell'impresa di cui all'articolo 21, comma 1, lettera b), nei confronti dell'impresa autorizzata.

5. Qualora non si realizzi quanto previsto dai commi 2 e 3, le prestazioni di cui al comma 1, vengono erogate da agenzie promosse dalle (**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituite,

dalle autorità marittime e soggette al controllo delle stesse e la cui gestione è affidata ad un organo direttivo composto da rappresentanti delle imprese di cui agli articoli 16, 18 e 21, comma 1, lettera a). Ai fini delle prestazioni di cui al comma 1, l'agenzia assume i lavoratori impiegati presso le imprese di cui all'articolo 21, comma 1, lettera b), che cessano la propria attività. Con decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione, di concerto con il Ministro del lavoro e della previdenza sociale, sono adottate le norme per l'istituzione ed il funzionamento dell'agenzia.

6. L'impresa di cui al comma 2 e l'agenzia di cui al comma 5, qualora non abbiano personale sufficiente per far fronte alla fornitura di lavoro temporaneo prevista al comma 1, possono rivolgersi, quali imprese utilizzatrici, ai soggetti abilitati alla fornitura di prestazioni di lavoro temporaneo previsti all'articolo 2 della legge 24 giugno 1997, n. 196.

7. Nell'ambito delle trattative per la stipula del contratto collettivo nazionale dei lavoratori portuali previste al comma 13 le parti sociali individuano:

a) i casi in cui il contratto di fornitura di lavoro temporaneo può essere concluso ai sensi dell'articolo 1, comma 2, lettera a), della legge n. 196 del 1997;

b) le qualifiche professionali alle quali si applica il divieto previsto dall'articolo 1, comma 4, lettera a), della legge n. 196 del 1997;

c) la percentuale massima dei prestatori di lavoro temporaneo in rapporto ai lavoratori occupati nell'impresa utilizzatrice, secondo quanto previsto dall'articolo 1, comma 8, della legge n. 196 del 1997;

d) i casi per i quali può essere prevista una proroga dei contratti di lavoro a tempo determinato ai sensi dell'articolo 3, comma 4, della legge n. 196 del 1997;

e) le modalità di retribuzione dei trattamenti aziendali previsti all'articolo 4, comma 2, della legge n. 196 del 1997.

8. Al fine di favorire la formazione professionale, l'impresa di cui al comma 2 e l'agenzia di cui al comma 5 realizzano iniziative rivolte al soddisfacimento delle esigenze di formazione dei prestatori di lavoro temporaneo. Dette iniziative possono essere finanziate anche con i contributi previsti dall'articolo 5 della legge n. 196 del 1997.

9. *((COMMA SOPPRESSO DAL D.LGS. 13 DICEMBRE 2017, N. 232))*.

10. Le *((Autorità di sistema portuale))* o, laddove non istituite, le autorità marittime adottano specifici regolamenti volti a controllare le attività effettuate dai soggetti di cui ai commi 2 e 5 anche al fine di verificare l'osservanza dell'obbligo di parità di trattamento nei confronti delle imprese di cui agli articoli 16, 18 e 21, comma 1, lettera a), e della capacità di prestare le attività secondo livelli quantitativi e qualitativi adeguati. Detti regolamenti dovranno prevedere tra l'altro:

a) criteri per la determinazione e applicazione delle tariffe da approvare dall'*((Autorità di sistema portuale))* o, laddove non istituita, dall'autorità marittima;

b) disposizioni per la determinazione qualitativa e quantitativa degli organici dell'impresa di cui al comma 2 e dell'agenzia di cui al comma 5 in rapporto alle effettive esigenze delle attività svolte;

c) predisposizione di piani e programmi di formazione professionale sia ai fini dell'accesso alle attività portuali, sia ai fini dell'aggiornamento e della riqualificazione dei lavoratori;

d) procedure di verifica e di controllo da parte delle **((Autorita' di sistema portuale))** o, laddove non istituite, delle autorità marittime circa l'osservanza delle regolamentazioni adottate;

e) criteri per la salvaguardia della sicurezza sul lavoro.

11. Ferme restando le competenze dell'Autorita' garante della concorrenza e del mercato, le **((Autorita' di sistema portuale))** o, laddove non istituite, le autorità marittime, che hanno rilasciato le autorizzazioni di cui al comma 2, possono sospendere l'efficacia o, nei casi più gravi, revocarle allorquando accertino la violazione degli obblighi nascenti dall'esercizio dell'attività autorizzata. Nel caso in cui la violazione sia commessa da agenzie di cui al comma 5, le **((Autorita' di sistema portuale))** o, laddove non istituite, le autorità marittime possono disporre la sostituzione dell'organo di gestione dell'agenzia stessa.

12. La violazione delle disposizioni tariffarie, previste dai regolamenti di cui al comma 10, è punita con la sanzione amministrativa pecuniaria da **((5164,57 euro a 30987,41 euro))**.

13. Le **((Autorita' di sistema portuale))**, o, laddove non istituite, le autorità marittime, inseriscono negli atti di autorizzazione di cui al presente articolo, nonché in quelli previsti dall'articolo 16 e negli atti di concessione di cui all'articolo 18, disposizioni volte a garantire un trattamento normativo ed economico minimo inderogabile ai lavoratori e ai soci lavoratori di cooperative dei soggetti di cui al presente articolo e agli articoli 16, 18 e 21, comma 1, lettera b). Detto trattamento minimo non può essere inferiore a quello risultante dal vigente contratto collettivo nazionale dei lavoratori dei porti, e suoi successivi rinnovi, stipulato dalle organizzazioni sindacali dei lavoratori, comparativamente più rappresentative a livello nazionale, dalle associazioni nazionali di categoria più rappresentative delle imprese portuali di cui ai sopracitati articoli e dall'Associazione porti italiani (Assoporti).

14. Le **((Autorita' di sistema portuale))** esercitano le competenze di cui al presente articolo previa deliberazione del comitato portuale, sentita la commissione consultiva. Le autorità marittime esercitano le competenze di cui al presente articolo sentita la commissione consultiva.

15. Per l'anno 2008 ai lavoratori addetti alle prestazioni di lavoro temporaneo occupati con contratto di lavoro a tempo indeterminato nelle imprese e agenzie di cui ai commi 2 e 5 e per i lavoratori delle società derivate dalla trasformazione delle compagnie portuali ai sensi dell'articolo 21, comma 1, lettera b), è riconosciuta un'indennità pari a un ventiseiesimo del trattamento massimo mensile d'integrazione salariale straordinaria previsto dalle vigenti disposizioni, nonché la relativa contribuzione figurativa e gli assegni per il nucleo familiare, per ogni giornata di mancato avviamento al lavoro, nonché per le giornate di mancato avviamento al lavoro che coincidano, in base al programma, con le giornate definite festive, durante le quali il lavoratore sia risultato disponibile. Detta indennità è riconosciuta per un numero di giornate di mancato avviamento al lavoro pari alla differenza tra il numero massimo di 26 giornate mensili erogabili e il numero delle giornate effettivamente lavorate in ciascun mese, incrementato del numero delle giornate di ferie, malattia, infortunio, permesso e indisponibilità. L'erogazione dei trattamenti di cui al presente comma da parte dell'Istituto nazionale della previdenza sociale è subordinata all'acquisizione degli elenchi recanti il numero, distinto per ciascuna impresa o agenzia, delle giornate di mancato

avviamento al lavoro predisposti dal Ministero dei trasporti in base agli accertamenti effettuati in sede locale dalle competenti **((Autorita' di sistema portuale))** o, laddove non istituite, dalle autorità marittime. (12)

15-bis. Al fine di sostenere l'occupazione, il rinnovamento e l'aggiornamento professionale degli organici dell'impresa o dell'agenzia fornitrice di manodopera, l'Autorita' di sistema portuale può destinare una quota, comunque non eccedente il 15 per cento delle entrate proprie derivanti dalle tasse a carico delle merci sbarcate ed imbarcate, al finanziamento della formazione, del ricollocamento del personale, ivi incluso il reimpiego del personale inidoneo totalmente o parzialmente allo svolgimento di operazioni e servizi portuali in altre mansioni, e delle misure di incentivazione al pensionamento dei lavoratori dell'impresa o dell'agenzia di cui al presente articolo. Al fine di evitare grave pregiudizio all'operatività del porto, le Autorita' di sistema portuale possono finanziare interventi finalizzati a ristabilire gli equilibri patrimoniali dell'impresa o dell'agenzia fornitrice di manodopera nell'ambito di piani di risanamento approvati dall'Autorita' stessa.

AGGIORNAMENTO (12)

La L. 24 dicembre 2007, n. 247 ha disposto (con l'art. 1, comma 86) che la suddetta modifica ha efficacia successivamente all'entrata in vigore delle disposizioni relative alla proroga degli strumenti per il reddito dei lavoratori - ammortizzatori sociali, recate dalla legge finanziaria per l'anno 2008, a valere sulle risorse a tal fine nella stessa stanziare, nel limite massimo di 12 milioni di euro per l'anno 2008.

AGGIORNAMENTO (21)

La L. 23 dicembre 2014, n. 190 ha disposto (con l'art. 1, comma 111) che il comma 15-bis del presente articolo si interpreta nel senso che le entrate proprie derivanti da tasse a carico delle merci imbarcate e sbarcate comprendono anche quelle derivanti dalle sovrattasse a carico delle merci imbarcate e sbarcate.

Art. 18.

(Concessione di aree e banchine)

1. L'**((Autorita' di sistema portuale))** e, dove non istituita, ovvero prima del suo insediamento, l'organizzazione portuale o l'autorità marittima danno in concessione le aree demaniali e le banchine comprese nell'ambito portuale alle imprese di cui all'articolo 16, comma 3, per l'espletamento delle operazioni portuali, fatta salva l'utilizzazione degli immobili da parte di amministrazioni pubbliche per lo svolgimento di funzioni attinenti ad attività marittime e portuali. E' altresì sottoposta a concessione da parte dell'**((Autorita' di sistema portuale))**, e laddove non istituita dall'autorità marittima, la realizzazione e la gestione di opere attinenti alle attività marittime e portuali collocate a mare nell'ambito degli specchi acquei esterni alle difese foranee anch'essi da considerarsi a tal fine ambito portuale, purché interessati dal traffico portuale e dalla prestazione dei servizi portuali anche per la realizzazione di impianti destinati ad operazioni di imbarco e sbarco rispondenti alle funzioni proprie dello scalo marittimo (...). Le concessioni sono affidate, previa determinazione dei relativi canoni, anche commisurati all'entità dei traffici portuali ivi svolti, sulla base di idonee forme di

pubblicita', stabilite dal Ministro dei trasporti e della navigazione, di concerto con il Ministro delle finanze, con proprio decreto. Con il medesimo decreto sono altresì indicati:

a) la durata della concessione, i poteri di vigilanza e controllo delle Autorita' concedenti, le modalita' di rinnovo della concessione ovvero di cessione degli impianti a nuovo concessionario;

b) i limiti minimi dei canoni che i concessionari sono tenuti a versare.

1-bis. Sono fatti salvi, fino alla scadenza del titolo concessorio, i canoni stabiliti dalle **((Autorita' di sistema portuale))** relativi a concessioni già assentite alla data di entrata in vigore del decreto di cui al comma 1.

2. Con il decreto di cui al comma 1 sono altresì indicati i criteri cui devono attenersi le **((Autorita' di sistema portuale))** o marittime nel rilascio delle concessioni al fine di riservare nell'ambito portuale spazi operativi allo svolgimento delle operazioni portuali da parte di altre imprese non concessionarie.

3. Con il decreto di cui al comma 1, il **((Ministro delle infrastrutture e dei trasporti))** adegua la disciplina relativa alle concessioni di aree e banchine alle normative comunitarie.

4. Per le iniziative di maggiore rilevanza, il presidente dell'**((Autorita' di sistema portuale))** può concludere, previa delibera del comitato portuale, con le modalita' di cui al comma 1, accordi sostitutivi della concessione demaniale ai sensi dell'articolo 11 della legge 7 agosto 1990, n. 241.

4-bis. Le concessioni per l'impianto e l'esercizio dei depositi e stabilimenti di cui all'articolo 52 del codice della navigazione e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi, dichiarati strategici ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, hanno durata almeno decennale. (15)

5. Le concessioni o gli accordi sostitutivi di cui al comma 4 possono comprendere anche la realizzazione di opere infrastrutturali.

6. Ai fini del rilascio della concessione di cui al comma 1 è richiesto che i destinatari dell'atto concessorio:

a) presentino, all'atto della domanda, un programma di attività, assistito da idonee garanzie, anche di tipo fideiussorio, volto all'incremento dei traffici e alla produttività del porto;

b) possiedano adeguate attrezzature tecniche ed organizzative, idonee anche dal punto di vista della sicurezza a soddisfare le esigenze di un ciclo produttivo ed operativo a carattere continuativo ed integrato per conto proprio e di terzi;

c) prevedano un organico di lavoratori rapportato al programma di attività di cui alla lettera a).

7. In ciascun porto l'impresa concessionaria di un'area demaniale deve esercitare direttamente l'attività per la quale ha ottenuto la concessione, non può essere al tempo stesso concessionaria di altra area demaniale nello stesso porto, a meno che l'attività per la quale richiede una nuova concessione sia differente da quella di cui alle concessioni già esistenti nella stessa area demaniale, e non può svolgere attività portuali in spazi diversi da quelli che le sono stati assegnati in concessione. Su motivata richiesta dell'impresa concessionaria, l'autorità concedente può autorizzare l'affidamento ad altre imprese portuali, autorizzate ai sensi dell'articolo 16, dell'esercizio di alcune attività comprese nel ciclo operativo.

8. L'**((Autorita' di sistema portuale))** o, laddove non istituita, l'autorità marittima sono tenute ad effettuare accertamenti con cadenza annuale al fine di verificare il permanere dei requisiti in

possesso al momento del rilascio della concessione e l'attuazione degli investimenti previsti nel programma di attivita' di cui al comma 6, lettera a).

9. In caso di mancata osservanza degli obblighi assunti da parte del concessionario, nonche' di mancato raggiungimento degli obiettivi indicati nel programma di attivita', di cui al comma 6, lettera a), senza giustificato motivo, l'(**Autorita' di sistema portuale**) o, laddove non istituita, l'autorita' marittima revocano l'atto concessorio.

9-bis. Le disposizioni del presente articolo si applicano anche ai depositi e stabilimenti di prodotti petroliferi e chimici allo stato liquido, nonche' di altri prodotti affini, siti in ambito portuale.

AGGIORNAMENTO (15)

Il D.L. 9 febbraio 2012, n. 5, convertito con modificazioni dalla L. 4 aprile 2012, n. 35 ha disposto (con l'art. 57, comma 8-bis) che "Le disposizioni di cui ai commi da 1 a 8 si applicano anche alla lavorazione e allo stoccaggio di oli vegetali destinati ad uso energetico".

Art. 18-bis

(Autonomia finanziaria delle Autorita' di sistema portuale e finanziamento della realizzazione di opere nei porti).

1. Al fine di agevolare la realizzazione delle opere previste nei rispettivi piani regolatori portuali e nei piani operativi triennali e per il potenziamento della rete infrastrutturale e dei servizi nei porti e nei collegamenti stradali e ferroviari nei porti e gli investimenti necessari alla messa in sicurezza, alla manutenzione e alla riqualificazione strutturale degli ambiti portuali, e' istituito, nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, un fondo per il finanziamento degli interventi di adeguamento dei porti alimentato su base annua, in misura pari all'1 per cento dell'imposta sul valore aggiunto dovuta sull'importazione delle merci introdotte nel territorio nazionale per il tramite di ciascun porto, nel limite di 90 milioni di euro annui.
(18) (21) ((32))

2. Entro il 30 aprile di ciascun esercizio finanziario, il Ministero dell'economia e delle finanze quantifica l'ammontare dell'imposta sul valore aggiunto dovuta sull'importazione delle merci introdotte nel territorio nazionale per il tramite di ciascun porto, nonche' la quota da iscrivere nel fondo.

3. Le Autorita' di sistema portuale trasmettono al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti la documentazione relativa alla realizzazione delle infrastrutture portuali in attuazione del presente articolo.

4. Il fondo di cui al comma 1 e' ripartito con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, attribuendo a ciascun porto l'ottanta per cento della quota dell'imposta sul valore aggiunto dovuta sull'importazione delle merci introdotte nel territorio nazionale per suo tramite e ripartendo il restante venti per cento tra i porti, con finalita' perequative, tenendo altresì conto delle previsioni dei rispettivi piani operativi triennali e piani regolatori portuali.

5. Per la realizzazione delle opere e degli interventi di cui al comma 1, le Autorita' di sistema portuale possono, in ogni caso, fare ricorso a forme di compartecipazione del capitale privato, secondo la

disciplina della tecnica di finanza di progetto di cui all'articolo 153 del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163 e successive modifiche ed integrazioni, stipulando contratti di finanziamento a medio e lungo termine con istituti di credito nazionali ed internazionali abilitati, inclusa la Cassa depositi e prestiti S.p.A.

6. Sono abrogati i commi da 247 a 250 dell'articolo 1 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

AGGIORNAMENTO (18)

Il D.L. 23 dicembre 2013, n. 145 convertito con modificazioni dalla L. 21 febbraio 2014, n. 9 ha disposto (con l'art. 13, comma 6) che "Una quota pari a 23 milioni di euro delle risorse di cui al comma 1 dell'articolo 18-bis della legge 28 gennaio 1994, n. 84, e' assegnata a decorrere dall'anno 2014 alla realizzazione degli interventi immediatamente cantierabili finalizzati al miglioramento della competitivita' dei porti italiani e a rendere piu' efficiente il trasferimento ferroviario e modale all'interno dei sistemi portuali previsti al comma 4".

AGGIORNAMENTO (21)

La L. 23 dicembre 2014, n. 190 ha disposto (con l'art. 1, comma 236) che "Per il miglioramento della competitivita' dei porti italiani e l'efficienza del trasferimento ferroviario e modale all'interno dei sistemi portuali, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 13, comma 6, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, il CIPE assegna le risorse ivi previste e quantificate in 20 milioni di euro annui dal 2015 al 2024, senza applicare le procedure di cui all'articolo 18-bis, comma 2, della legge 28 gennaio 1994, n. 84. A tal fine il limite di 90 milioni di euro di cui al predetto articolo 18-bis e' ridotto a 70 milioni di euro".

AGGIORNAMENTO (32)

Il D.L. 23 ottobre 2018, n. 119, convertito con modificazioni dalla L. 17 dicembre 2018, n. 136, ha disposto (con l'art. 23, comma 2) che "In relazione all'articolo 9 del decreto-legge 28 settembre 2018, n. 109, il Fondo per il finanziamento degli interventi di adeguamento dei porti di cui all'articolo 18-bis, comma 1, della legge 28 gennaio 1994, n. 84, e' incrementato di 15 milioni di euro per l'anno 2018 da assegnare all'autorita' di sistema portuale del mar ligure occidentale".

Art. 19.

(Autonomie funzionali)

1. Le imprese industriali dei settori siderurgico e metallurgico che abbiano ottenuto, alla data di entrata in vigore della presente legge, l'autorizzazione a svolgere l'attivita' di carico e scarico delle merci direttamente connesse alla attivita' produttiva con personale proprio e con tempi e modalita' legati al ciclo produttivo, possono continuare ad avvalersi, sino alla scadenza delle rispettive concessioni, per la movimentazione di merci o materiali direttamente connessi all'attivita' produttiva delle imprese stesse o di imprese collegate facenti parte dello stesso gruppo, senza alcuna limitazione, del personale alle proprie dipendenze, sulle banchine e negli approdi di loro uso esclusivo, nei loro stabilimenti e nelle aree adiacenti. Alla scadenza delle suddette concessioni, la prosecuzione della attivita' industriale costituisce titolo di preferenza per il rinnovo delle stesse.

Art. 20.

(Costituzione delle **((Autorita' di sistema portuale))** e successione delle societa' alle organizzazioni portuali).

1. Il Ministro dei trasporti e della navigazione, laddove gia' non esista una gestione commissariale, nomina per ciascuna organizzazione portuale, commissari scelti fra persone aventi competenza nel settore, con particolare riguardo alle valenze economiche, sociali e strategiche delle realta' portuali considerate nonche', ove ritenuto necessario, commissari aggiunti. I commissari sostituiscono i presidenti e gli organi deliberanti delle organizzazioni predette, che all'atto della loro nomina cessano dalle funzioni. I compensi dei commissari e dei commissari aggiunti sono fissati con i decreti di nomina e posti a carico dei bilanci delle organizzazioni.

2. I commissari, fino alla nomina del presidente dell'**((Autorita' di sistema portuale))** e comunque entro il termine di sei mesi dal loro insediamento, non prorogabili, dispongono la dismissione delle attivita' operative delle organizzazioni portuali mediante la trasformazione delle organizzazioni medesime, in tutto o in parte, in societa' secondo i tipi previsti nel libro V, titoli V e VI, del codice civile, ovvero, anche congiuntamente, mediante il rilascio di concessioni ad imprese che presentino un programma di utilizzazione del personale e dei beni e delle infrastrutture delle organizzazioni portuali, per l'esercizio, in condizioni di concorrenza, di attivita' di impresa nei settori delle operazioni portuali, della manutenzione e dei servizi, dei servizi portuali nonche' in altri settori del trasporto o industriali. A tali fini, a seconda dei casi, provvedono:

a) alla collocazione presso terzi, ivi compresi i dipendenti delle organizzazioni medesime, del capitale della o delle societa' derivanti dalla trasformazione;

b) all'incorporazione in tali societa' delle societa' costituite o controllate dalle organizzazioni portuali alla data di entrata in vigore della presente legge, ovvero la collocazione sul mercato delle partecipazioni nelle societa' costituite o controllate;

c) alla cessione a titolo oneroso, anche in leasing, ovvero all'affitto a tali societa' ovvero a imprese autorizzate o concessionarie ai sensi degli articoli 16 e 18 delle infrastrutture e dei beni mobili realizzati o comunque posseduti dalle organizzazioni medesime.

3. I commissari provvedono con pienezza di poteri alla gestione delle organizzazioni portuali, nei limiti delle risorse ad esse affluenti e ai sensi delle disposizioni vigenti, nonche' alla gestione delle Autorita' ai sensi della presente legge, anche sulla base di apposite direttive del Ministero dei trasporti e della navigazione. Fermo restando l'obbligo della presentazione dei bilanci entro i termini prescritti, i commissari trasmettono al Ministero dei trasporti e della navigazione ed al Ministero del tesoro, al piu' presto e comunque non oltre il 31 gennaio 1995, una situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle organizzazioni portuali riferite al 31 dicembre 1994 corredata dalla relazione del collegio dei revisori dei conti.

4. Fino all'entrata in vigore delle norme attuative della presente legge, continuano ad applicarsi le disposizioni previgenti in materia.

5. Le **((Autorita' di sistema portuale))** dei porti di cui all'articolo 2, sono costituite dal 1 gennaio 1995 e da tale data assumono tutti i compiti di cui all'articolo 6 e ad esse e' trasferita l'amministrazione dei beni del demanio marittimo compresi nella circoscrizione territoriale come individuata ai sensi

dell'articolo 6. Fino all'insediamento degli organi previsti dagli articoli 8 e 9, i commissari di cui al comma 1, nei porti ove esistono le organizzazioni portuali sono altresì preposti alla gestione delle **((Autorita' di sistema portuale))** e ne esercitano i relativi compiti. Fino alla data della avvenuta dimissione secondo quanto previsto dal comma 2, le organizzazioni portuali e le **((Autorita' di sistema portuale))** sono considerate, anche ai fini tributari, un unico soggetto; successivamente a tale data, le **((Autorita' di sistema portuale))** subentrano alle organizzazioni portuali nella proprietà e nel possesso dei beni in precedenza non trasferiti e in tutti i rapporti in corso.

6. I commissari di cui al comma 1 sono altresì nominati, con le stesse modalità, nei porti di Ravenna, Taranto, Catania e Marina di Carrara. Fino all'insediamento degli organi previsti dagli articoli 8 e 9 e comunque entro sei mesi dalla loro nomina, non prorogabili, essi sono preposti alla gestione delle **((Autorita' di sistema portuale))** al fine di consentirne l'effettivo avvio istituzionale; assicurano in particolare l'acquisizione delle risorse e provvedono prioritariamente alla definizione delle strutture e dell'organico dell'Autorita', per assumere successivamente, e comunque non oltre tre mesi dalla nomina, tutti gli altri compiti previsti dalla presente legge. I commissari di cui al presente comma possono avvalersi, nello svolgimento delle loro funzioni, delle strutture e del personale delle locali autorità marittime.

Art. 21.

(Trasformazione in società delle compagnie e gruppi portuali).

1. Le compagnie ed i gruppi portuali entro il 18 marzo 1995 debbono costituirsi in una o più società di seguito indicate:

a) in una società secondo i tipi previsti nel libro quinto, titoli V e VI, del codice civile, per l'esercizio in condizioni di concorrenza delle operazioni portuali;

b) in una società o una cooperativa secondo i tipi previsti nel libro quinto, titoli V e VI, del codice civile, per la fornitura di servizi, nonché, fino al 31 dicembre 1996, mere prestazioni di lavoro in deroga all'articolo 1 della legge 23 ottobre 1960, n. 1369;

c) in una società secondo i tipi previsti nel libro quinto, titoli V e VI, del codice civile, avente lo scopo della mera gestione, sulla base dei beni già appartenenti alle compagnie e gruppi portuali disciolti.

2. Scaduto il termine di cui al comma 1 senza che le compagnie ed i gruppi portuali abbiano provveduto agli adempimenti di cui al comma 6, le autorizzazioni e le concessioni ad operare in ambito portuale, comunque rilasciate, decadono.

3. Le società e le cooperative di cui al comma 1 hanno l'obbligo di incorporare tutte le società e le cooperative costituite su iniziativa dei membri delle compagnie o dei gruppi portuali prima della data di entrata in vigore della presente legge, nonché di assumere gli addetti alle compagnie o gruppi alla predetta data. Le società o cooperative di cui al comma 1, devono avere una distinta organizzazione operativa e separati organi sociali.

4. Le società derivanti dalla costituzione succedono alle compagnie ed ai gruppi portuali in tutti i rapporti patrimoniali e finanziari **((Limitatamente ai procedimenti già promossi entro la data di adozione della delibera di costituzione di cui al comma 1.))**

5. Ove se ne verificassero le condizioni, ai dipendenti addetti tecnici ed amministrativi delle compagnie portuali, che non siano transitati in continuità di rapporto di lavoro nelle nuove società di cui al comma 1, è data facoltà di costituirsi in imprese ai

sensi del presente articolo. Alle società costituite da addetti si applica quanto disposto nei commi successivi per le società costituite dai soci delle compagnie.

6. Entro la data di cui al comma 1, le compagnie ed i gruppi portuali possono procedere, secondo la normativa vigente in materia, alla fusione con compagnie operanti nei porti vicini, anche al fine di costituire nei porti di maggior traffico un organismo societario in grado di svolgere attività di impresa.

7. Le **((Autorità di sistema portuale))** nei porti già sedi di enti portuali e l'autorità marittima nei restanti porti dispongono la messa in liquidazione delle compagnie e gruppi portuali che entro la data del 18 marzo 1995 non abbiano adottato la delibera di costituzione secondo le modalità di cui al comma 1 ed effettuato il deposito dell'atto per l'omologazione al competente tribunale. Nei confronti di tali compagnie non potranno essere attuati gli interventi di cui all'articolo 1, comma 2, lettera c), del decreto-legge 13 luglio 1995, n. 287, convertito, con modificazioni, dalla legge 8 agosto 1995, n. 343.

8. Continuano ad applicarsi, sino alla data di iscrizione nel registro delle imprese, nei confronti delle compagnie e gruppi portuali che abbiano in corso le procedure di costituzione ai sensi del comma 6, le disposizioni di cui al comma 8 dell'articolo 27 concernenti il funzionamento degli stessi, nonché le disposizioni relative alla vigilanza ed al controllo attribuite all'**((Autorità di sistema portuale))**, nei porti già sedi di enti portuali ed all'autorità marittima nei restanti porti.

8-bis. Per favorire i processi di riconversione produttiva e per contenere gli oneri a carico dello Stato derivanti dall'attuazione del decreto-legge 20 maggio 1993, n. 148, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 luglio 1993, n. 236, nei porti, con l'esclusione di quelli indicati all'articolo 4, comma 1, lettere b) e c), ove sussistano imprese costituite ai sensi del comma 1, lettera b), e dell'articolo 17, il cui organico non superi le quindici unità, le stesse possono svolgere, in deroga a quanto previsto dall'articolo 17, altre tipologie di lavori in ambito portuale e hanno titolo preferenziale ai fini del rilascio di eventuali concessioni demaniali relative ad attività comunque connesse ad un utilizzo del demanio marittimo, definite con decreto del Ministro dei trasporti.

Art. 22.

(Agevolazioni fiscali)

1. Per la trasformazione in società e in cooperative delle compagnie e dei gruppi portuali, nonché delle organizzazioni portuali, si applica il disposto dell'articolo 122 del testo unico delle imposte sui redditi, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, e successive modificazioni.

2. Le operazioni di cui al comma 1 sono soggette ad imposta sostitutiva di quelle di registro, ipotecarie e catastali e delle tasse sulle concessioni governative nella misura fissa di **((51,65 euro))**; tali operazioni non costituiscono presupposto per l'applicazione dell'imposta sull'incremento di valore degli immobili.

3. Le disposizioni di cui ai commi 1 e 2 si applicano anche ai gruppi ormeggiatori e barcaioli che intendano trasformarsi in società e in cooperative secondo i tipi previsti nel libro quinto, titoli V e VI, del codice civile.

Art. 23.

(Disposizioni in materia di personale)

1. I lavoratori portuali e gli addetti in servizio presso le

compagnie e gruppi portuali transitano, in continuita' di rapporto di lavoro, nelle societa' di cui all'articolo 21.

2. Il personale delle organizzazioni portuali e' trasferito alle dipendenze delle **((Autorita' di sistema portuale))**, in continuita' di rapporto di lavoro e conservando il trattamento previdenziale e pensionistico in essere alla data del trasferimento nonche', ad personam, il trattamento retributivo, mantenendo l'eventuale importo differenziale fino a riassorbimento. Il personale di cui al presente comma che, successivamente alla determinazione dell'organico da parte di ciascuna **((Autorita' di sistema portuale))**, risulti in esubero e' mantenuto alle dipendenze dell'autorita' stessa in posizione di soprannumero ed e' assoggettato, con decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione, sentita la commissione consultiva centrale, a mobilita' secondo le procedure di cui agli articoli 32, 33, 34 e 35 del decreto legislativo 3 febbraio 1993, n. 29, e successive modificazioni e integrazioni, al fine di colmare le eventuali vacanze in organico che si possono determinare in altre **((Autorita' di sistema portuale))**.

3. Il personale di cui al comma 2, collocato in posizione di soprannumero e non impiegato presso altre **((Autorita' di sistema portuale))**, nonche' i lavoratori e i dipendenti delle compagnie e dei gruppi portuali che risultino in esubero alle societa' di cui all'articolo 21, sono impiegati in regime di mobilita' temporanea, di comando o di distacco, ai sensi del presente articolo, con provvedimento dei presidenti delle **((Autorita' di sistema portuale))**, sentito il comitato portuale e le commissioni consultive locali, nell'ambito di criteri indicati da un apposito decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione, sentita la commissione consultiva centrale, dalle societa' di cui all'articolo 20, comma 3, dalle altre imprese di cui agli articoli 16 e 18. Tali societa' ed imprese, qualora debbano procedere ad assunzioni, sono obbligate fino al 31 dicembre 1996, ad impiegare con priorita' il personale di cui al presente comma.

4. Il personale, impiegato in mobilita' temporanea ai sensi del comma 3, conserva, in continuita' di rapporto di lavoro, il trattamento previdenziale e pensionistico in essere alla data dell'impiego temporaneo, nonche' ad personam il trattamento retributivo, mantenendo l'eventuale importo differenziale fino a riassorbimento. Le societa' e le imprese di cui al comma 3, provvedono, per il periodo di impiego temporaneo, alla corresponsione a tali lavoratori della retribuzione e di tutti i trattamenti accessori. Il trattamento normativo, gli orari e le condizioni di lavoro del personale di cui al comma 3 sono determinati a seguito di contrattazione collettiva con le societa' e le imprese che lo impiegano. Il personale impiegato in regime di mobilita' temporanea, alla scadenza del termine previsto nel comma 3, puo' optare per l'assunzione alle dipendenze dell'impresa utilizzatrice, in alternativa alla reintegrazione presso l'**((Autorita' di sistema portuale))**.

5. Le **((Autorita' di sistema portuale))** istituite nei porti in cui le organizzazioni portuali svolgevano i servizi di interesse generale di cui all' articolo 6, comma 1, lettera c), possono continuare a svolgere in tutto o in parte tali servizi, escluse le operazioni portuali, utilizzando fino ad esaurimento degli esuberanti il personale di cui al comma 2 del presente articolo, promuovendo anche la costituzione di una o piu' societa' tra le imprese operanti nel porto, riservandosi una partecipazione comunque non maggioritaria.

6. Le **((Autorita' di sistema portuale))** concedono alle societa' e

alle imprese di cui agli articoli 16, 18 e 20 una riduzione degli oneri di autorizzazione o di concessione, tenendo conto dell'eventuale differenziale retributivo e degli oneri previdenziali e pensionistici che si determinano a carico delle medesime per effetto dell'impiego in mobilita' temporanea, distacco o comando dei lavoratori dipendenti delle **((Autorita' di sistema portuale))**.

Art. 24.

(Norme previdenziali, di sicurezza e di igiene del lavoro)

1. E' fatto divieto alle imprese di cui agli articoli 16, 18, 20 e 21 di assumere lavoratori che fruiscono del pensionamento anticipato ai sensi delle norme vigenti in materia, ovvero gia' posti in prepensionamento ai sensi delle stesse norme.

2. I lavoratori delle imprese operanti in porto, nonche' i dipendenti delle associazioni di cui all'articolo 17, sono iscritti in appositi registri tenuti dall'**((Autorita' di sistema portuale))** o, laddove non istituita, dall'autorita' marittima. Ad essi si applicano le disposizioni in materia di sicurezza e di igiene del lavoro di cui al **((decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81))**, e successive modificazioni, ed alla legge 23 dicembre 1978, n. 833, e successive modificazioni. PERIODO SOPPRESSO DAL D.L. 21 OTTOBRE 1996, N. 535, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 23 DICEMBRE 1996, N. 647.

2-bis. Ferme restando le attribuzioni delle unita' sanitarie locali competenti per territorio, nonche' le competenze degli uffici periferici di sanita' marittima del Ministero della sanita', spettano alle **((Autorita' di sistema portuale))** i poteri di vigilanza e controllo in ordine all'osservanza delle disposizioni in materia di sicurezza ed igiene del lavoro ed i connessi poteri di polizia amministrativa.

2-ter. I poteri di cui al comma precedente vengono attivati a far data dalla comunicazione del presidente al rispettivo comitato portuale dell'**((Autorita' di sistema portuale))** e comunque non oltre il 31 dicembre 1997, salvo la possibilita' di proroga da accordarsi con decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione su richiesta motivata dal presidente dell'**((Autorita' di sistema portuale))**.

3. Al fine di assicurare l'adempimento degli obblighi derivanti dalla convenzione dell'Organizzazione internazionale del lavoro (OIL) n. 152, ratificata ai sensi della legge 19 novembre 1984, n. 862, nonche' di dare attuazione alle direttive comunitarie in materia, il Governo, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, e' autorizzato ad emanare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta del Ministro dei trasporti e della navigazione, di concerto con il Ministro del lavoro e della previdenza sociale ed il Ministro della sanita', un regolamento contenente le disposizioni in materia di sicurezza e di igiene del lavoro applicabili alle operazioni portuali ed alle operazioni di riparazione, trasformazione e manutenzione navale svolte negli ambiti portuali.

4. Ai lavoratori gia' cancellati dai registri per inidoneita' al lavoro portuale ai sensi dell'articolo 156, primo comma, n. 2), del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (navigazione marittima), approvato con decreto del Presidente della Repubblica 15 febbraio 1952, n. 328, si applica il trattamento di cui all'articolo 2 della legge 12 giugno 1984, n. 222.

5. Il beneficio di cui all'articolo 1, comma 1, del decreto-legge 7 novembre 1992, n. 370, convertito, con modificazioni, dalla legge 5 novembre 1992, n. 428, e' differito al 31 dicembre 1993, nel limite di ulteriori mille unita'. Detto beneficio, qualora non utilizzato

pienamente negli anni 1992 e 1993, e' prorogato fino al 30 giugno 1994.

6. Ai lavoratori, soci o dipendenti delle imprese operanti in porto ai sensi degli articoli 16, 18, 20 e 21, alla scadenza del beneficio di cui al comma 5 del presente articolo, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 3, comma 6, del decreto-legge 22 gennaio 1990, n.6, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 1990, n.58.

Art. 25.

(Norme assistenziali)

1. Il Ministro dei trasporti e della navigazione puo', con decreto da emanare di concerto con i Ministri delle finanze e del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, imporre a carico degli spedizionieri e ricevitori di merci nonche' delle imprese autorizzate all'esercizio di operazioni portuali un contributo in misura non superiore a ((0,02 euro)) per ogni tonnellata di merce imbarcata o sbarcata, con parziale attribuzione dell'onere ai lavoratori da esse dipendenti, nei limiti e con le modalita' stabiliti dal decreto stesso. Il gettito derivante dall'applicazione del contributo e' destinato all'assistenza ed alla tutela della integrita' fisica dei lavoratori delle imprese operanti in porto e delle loro famiglie.

2. Il regio decreto-legge 24 settembre 1931, n. 1277, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 marzo 1932, n. 269, recante "Norme intese a regolare la gestione amministrativa e contabile degli Uffici del lavoro portuale e dei fondi relativi" e' abrogato.

3. Con decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, sono stabiliti i criteri e le modalita' per la liquidazione del patrimonio finanziario, immobiliare e mobiliare della gestione "Bilancio speciale per gli uffici del lavoro portuale". L'eventuale saldo attivo derivante dalla liquidazione e' versato all'entrata del bilancio dello Stato.

4. Con proprio decreto il Ministro dei trasporti e della navigazione provvede alla nomina del liquidatore che potra' avvalersi del personale in servizio presso il Ministero dei trasporti e della navigazione. Con lo stesso decreto sono stabiliti i compensi per il liquidatore e per il personale utilizzato con onere a carico del "Bilancio speciale per gli uffici del lavoro portuale".

Art. 26.

(Trasferimento al Ministero dei trasporti e della navigazione del servizio per l'escavazione dei porti marittimi nazionali)

1. Dal 1 gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in vigore della presente legge, il servizio per l'escavazione dei porti marittimi nazionali, istituito con regio decreto 27 febbraio 1927, e successive modificazioni ed integrazioni, cessa di appartenere al Ministero dei lavori pubblici ed e' trasferito alle dipendenze del Ministero dei trasporti e della navigazione.

2. Con decreto dei Ministri dei trasporti e della navigazione e dei lavori pubblici, da emanarsi, sentito il Ministro del tesoro, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, saranno stabilite le modalita' ed i criteri per il trasferimento del personale e dei mezzi, con i relativi cantieri, appartenenti al servizio di cui al comma 1.

3. Il Ministro dei trasporti e della navigazione, con proprio decreto, emana le norme per il funzionamento del servizio di cui al comma 1.

4. Dalla data di cui al comma 1, sono istituiti nello stato di previsione del Ministero dei trasporti e della navigazione appositi capitoli rispettivamente per l'acquisizione, l'ammodernamento e la

manutenzione dei mezzi effossori, nonche' per la gestione del servizio per l'escavazione dei porti, con contestuale riduzione dei corrispondenti capitoli dello stato di previsione del Ministero dei lavori pubblici.

5. Il Ministro dei trasporti e della navigazione, con proprio decreto, sentito il Ministro dell'ambiente per le questioni che attengono alla valutazione dell'impatto ambientale, approva il piano poliennale di escavazione dei porti e del rinnovo dei mezzi e delle attrezzature.

6. Il piano di cui al comma 5 ha durata quinquennale. In sede di prima applicazione della presente legge, il decreto del Ministro dei trasporti e della navigazione deve essere emanato entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della legge stessa. ((3))

AGGIORNAMENTO (3)

Il D.Lgs. 31 marzo 1998, n. 112 ha disposto (con l'art. 102, comma 1, lettera g)) che sono soppresse le funzioni amministrative relative al piano poliennale di escavazione dei porti di cui al presente articolo.

Art. 27.

(Norme transitorie e abrogative)

1. Rimangono in vigore le norme legislative, regolamentari e statutarie che disciplinano le organizzazioni portuali fino alla loro trasformazione in societa' ai sensi dell'articolo 20.

2. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, il Ministro dei trasporti e della navigazione, di concerto con il Ministro delle finanze, emana un decreto recante modifiche alle procedure amministrative riguardanti le merci trasportate tra porti nazionali in modo da uniformarle alle procedure vigenti per il trasporto terrestre.

3. I piani regolatori portuali vigenti alla data di entrata in vigore della seguente legge conservano efficacia fino al loro aggiornamento, da effettuare secondo le disposizioni di cui all'articolo 5.

4. Dalla data di entrata in vigore della presente legge, sono revocate le autorizzazioni per lo svolgimento di operazioni portuali e le concessioni di aree e banchine portuali in atto qualora l'impresa autorizzata o il concessionario non abbiano i requisiti di cui agli articoli 16 e 18, ovvero non svolgano un'attivita' coerente con le linee di sviluppo portuale determinate dall'((Autorita' di sistema portuale)) o, laddove non istituita, dall'autorita' marittima. Gli indennizzi, eventualmente dovuti a seguito della decadenza delle concessioni di cui al presente comma, sono, in ogni caso, a carico del soggetto cui e' affidata in concessione la relativa area ai sensi dell'articolo 18.

5. I contributi delle province e dei comuni chiamati a concorrere alle spese sostenute dai consorzi autonomi dei porti, secondo le disposizioni di cui al testo unico approvato con regio decreto 16 gennaio 1936, n. 801, e successive modificazioni, di cui al regolamento approvato con regio decreto 11 aprile 1926, n. 736, nonche' di cui al testo unico approvato con regio decreto 2 aprile 1885, n. 3095, non sono piu' erogati a partire da quelli esigibili dal 1 gennaio 1995 e riguardanti le spese effettuate dai consorzi negli anni a partire dal 1994.

6. Ai fini del completamento di opere ed impianti portuali in corso

di realizzazione, le *((Autorita' di sistema portuale))* subentrano alle organizzazioni portuali nelle convenzioni in atto con i Ministeri e le regioni competenti.

7. Entro il 31 dicembre dell'anno successivo a quello di entrata in vigore della presente legge, il Governo provvede alla verifica degli esuberi occupazionali, rispetto ai quali proporre provvedimenti in materia di mobilità e di pensionamento anticipato.

8. Sono abrogate le disposizioni del testo unico approvato con regio decreto 2 aprile 1885, n. 3095, e del relativo regolamento di attuazione, approvato con regio decreto 26 settembre 1904, n. 713, che siano incompatibili con le disposizioni della presente legge. L'articolo 110, ultimo comma, e l'articolo 111, ultimo comma, del codice della navigazione sono abrogati. Salvo quanto previsto dall'articolo 20, comma 4, e dall'articolo 21, comma 8, sono altresì abrogati, a partire dal 19 marzo 1995, gli articoli 108; 110, primo, secondo, terzo e quarto comma; 111, primo, secondo e terzo comma; 112; 116, primo comma, n. 2); 1171, n. 1), 1172 del codice della navigazione, nonché gli articoli contenuti nel libro I, titolo III, capo IV, del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (navigazione marittima), approvato con decreto del Presidente della Repubblica 15 febbraio 1952, n. 328. Gli articoli 109 e 1279 del codice della navigazione sono abrogati a decorrere dal 1 gennaio 1996.

Art. 28

Copertura finanziaria

1. Le rate di ammortamento relative ai mutui contratti dalle organizzazioni portuali, i debiti a lungo termine verso fornitori relativi a contratti stipulati dalle medesime organizzazioni portuali per la costruzione di infrastrutture e/o per la fornitura di impianti portuali, ancorché ceduti a titolo oneroso a imprese concessionarie, risultanti al 31 dicembre 1993 e le somme occorrenti per la copertura degli ulteriori disavanzi per l'anno 1993, nonché gli importi relativi al trattamento di fine rapporto dei dipendenti delle organizzazioni portuali, maturati alla medesima data, nel limite complessivo di lire 1.000 miliardi, sono posti a carico dello Stato, che provvede direttamente al relativo pagamento.

2. All'onere di cui al comma 1, da iscriverne nello stato di previsione del Ministero dei trasporti e della navigazione, nel limite di lire 91.000 milioni annui, a decorrere dall'anno 1994, si provvede nel limite di lire 62.900 milioni mediante utilizzo di quota parte delle maggiori entrate derivanti per effetto dei commi 4, 5, 6 e 7 e, quanto a lire 28.100 milioni per effetto del comma 2 dell'articolo 13, mediante utilizzo degli stanziamenti relativi a contributi e spese erogati a favore delle organizzazioni portuali ai sensi delle vigenti norme ed iscritti ai capitoli 3952, 3953, 3954, 3955, 3956, 3957 e 8071 dello stato di previsione del Ministero dei trasporti e della navigazione e al capitolo 4519 dello stato di previsione del Ministero del tesoro.

3. Al fine di rendere compatibili l'ammontare della quota annuale degli oneri di cui al comma 1 con le disponibilità annue effettive di cui al comma 2, il Ministro dei trasporti e della navigazione, con apposito decreto, autorizza le autorità interessate a rimodulare gli importi annuali di cui allo stesso comma 1.

4. Il gettito della tassa e dei diritti marittimi di cui al comma 1 dell'articolo 2 del decreto-legge 28 febbraio 1974, n. 47, convertito, con modificazioni, dalla legge 16 aprile 1974, n. 117, e successive modificazioni ed integrazioni, è acquisito a partire dal 1 gennaio 1994 al bilancio dello Stato. (1)

5. Il gettito della tassa do ancoraggio di cui al capo I del titolo I della legge 9 febbraio 1963, n. 82, e successive modificazioni ed integrazioni, e' acquisito a decorrere dal 1 gennaio 1994 al bilancio dello Stato. (1)

6. La tassa sulle merci sbarcate ed imbarcate di cui al capo III del titolo II della legge 9 febbraio 1963, n. 82, e all'articolo 1 della legge 5 maggio 1976, n. 355, e successive modificazioni e integrazioni, viene estesa a tutti i porti a decorrere dal 1 gennaio 1994. Per i porti ove non e' istituita l'(**Autorita' di sistema portuale**) il gettito della tassa affluisce al bilancio dello Stato. (1)

6-bis. La tassa sulle merci imbarcate e sbarcate, prevista nel capo III del titolo II della legge 9 febbraio 1963, n. 82, e nell'articolo 1 della legge 5 maggio 1976, n. 355, e successive modificazioni e integrazioni, nonche' la tassa erariale istituita dall'articolo 2, primo comma, del decreto-legge 28 febbraio 1974, n. 47, convertito, con modificazioni, dalla legge 16 aprile 1974, n. 117, non si applicano sulle merci trasbordate ai sensi dell'articolo 12 del regolamento per l'esecuzione della legge doganale, approvato con regio decreto 13 febbraio 1896, n. 65.

7. Fino all'anno successivo a quello di completamento dei pagamenti di cui al comma 1, nei porti ove e' istituita l'(**Autorita' di sistema portuale**) il 50 per cento del gettito della tassa di cui al comma 6 affluisce al bilancio dello Stato.

8. Su proposta della (**Autorita' di sistema portuale**), le aliquote della tassa di cui al comma 6 possono essere ridotte nel limite di un quinto della misura del 50 per cento spettante all'autorita' per effetto del comma 7.

9. All'onere derivante dall'applicazione dell'articolo 24, comma 5, valutato in lire 22 miliardi, si provvede, per l'anno 1993, mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto al capitolo 6856 dello stato di previsione del Ministero del tesoro per lo stesso anno, all'uopo utilizzando parzialmente l'accantonamento relativo al Ministero dei trasporti.

10. Il Ministro del tesoro e' autorizzato ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio.

AGGIORNAMENTO (1)

Il D.L. 21 ottobre 1996, n. 535, convertito con modificazioni dalla L. 23 dicembre 1996, n. 647, ha disposto (con l'art. 16, comma 1) che il termine del 1 gennaio 1994 previsto dai comma 4 e 5 del presente articolo, e' differito al 1 gennaio 1995.

Ha inoltre disposto (con l'art. 16, comma 2) che il termine del 1 gennaio 1994 previsto dal comma 6 del presente articolo, e' differito al 1 luglio 1994.

Art. 29.

(Interventi vari)

1. Il commissario liquidatore di cui all'articolo 4 del decreto-legge 22 gennaio 1990, n. 6, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 1990, n. 58, ed il collegio sindacale restano in carica fino al completamento degli atti di liquidazione e comunque non oltre il 31 dicembre 1996.

2. Nel rispetto del limite massimo di 800 unita' di personale, tra

i lavoratori ammessi a fruire del beneficio di cui all'articolo 6, comma 15, del decreto-legge 20 maggio 1993, n. 148, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 luglio 1993, n. 236, e' ricompreso anche il personale addetto al servizio di rimorchio nei porti, di cui all'articolo 101 del codice della navigazione.

3. Al personale in servizio alla data di entrata in vigore della presente legge presso la gestione del Fondo di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 22 gennaio 1990, n. 6, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 1990, n. 58, spetta il trattamento giuridico ed economico in relazione alle posizioni riconoscibili anche successivamente alla data del 1 settembre 1989.

La presente legge, munita del sigillo dello Stato, sara' inserita nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. E' fatto obbligo a chiunque spetti di osservarla e di farla osservare come legge dello Stato.

Data a Roma, addi' 28 gennaio 1994

SCALFARO

CIAMPI, Presidente del Consiglio
dei Ministri

COSTA, Ministro dei trasporti e
della navigazione

Visto, il Guardasigilli: CONSO

Allegato A.

(Art. 5)

1) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MAR LIGURE OCCIDENTALE - Porti di Genova, Savona e Vado Ligure.

2) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MAR LIGURE ORIENTALE - Porti di La Spezia e Marina di Carrara.

3) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MAR TIRRENO SETTENTRIONALE - Porti di Livorno, Capraia, Piombino, Portoferraio, Rio Marina e Cavo.

4) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MAR TIRRENO CENTRO-SETTENTRIONALE - Porti di Civitavecchia, Fiumicino e Gaeta.

5) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MAR TIRRENO CENTRALE - Porti di Napoli, Salerno e Castellamare di Stabia.

((6) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEI MARI TIRRENO MERIDIONALE E IONIO - Porti di Gioia Tauro, Crotona (porto vecchio e nuovo), Corigliano Calabro, Taureana di Palmi e Vibo Valentia)).

7) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE DI SARDEGNA - Porti di Cagliari, Foxi-Sarroch, Olbia, Porto Torres, Golfo Aranci, Oristano, Portoscuso-Portovesme e Santa Teresa di Gallura (solo banchina commerciale).

8) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE DI SICILIA OCCIDENTALE - Porti di Palermo, Termini Imerese, Porto Empedocle e Trapani.

9) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE DI SICILIA ORIENTALE - Porti di Augusta e Catania.

10) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - Porti di Bari, Brindisi, Manfredonia, Barletta e Monopoli.

11) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MAR IONIO - Porto di Taranto.

12) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRALE - Porto di Ancona, Falconara, Pescara, Pesaro, San Benedetto del Tronto (esclusa darsena turistica) e Ortona.

13) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO CENTRO-SETTENTRIONALE - Porto di Ravenna.

14) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO SETTENTRIONALE - Porti di Venezia e Chioggia.

15) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO ORIENTALE -

Porto di Trieste e Porto di Monfalcone.

**((15-bis) AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DELLO STRETTO - Porti di
Messina, Milazzo, Tremestieri, Villa San Giovanni e Reggio Calabria))**

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 2

REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE,
DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL CASO DI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

DELIBERAZIONE 12 DICEMBRE 2013
578/2013/R/EEL

REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL CASO DI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 12 dicembre 2013

VISTI:

- la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge 239/04);
- la legge 29 novembre 2007, n. 222 (di seguito: legge 222/07);
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge 244/07);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (di seguito: decreto legislativo 20/07);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (di seguito: decreto legislativo 115/08);
- il decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56 (di seguito: decreto legislativo 56/10);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- i decreti del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, aventi ad oggetto il rilascio delle concessioni per l'attività di distribuzione di energia elettrica emanati ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 13 ottobre 2003, avente ad oggetto la conferma della concessione ad Enel Distribuzione S.p.A.(di seguito: Enel

Distribuzione) dell'attività di distribuzione di energia elettrica già attribuita all'Enel S.p.A. (di seguito: Enel) con decreto del 28 dicembre 1995, e l'adeguamento della convenzione, stipulata il 28 dicembre 1995 tra il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato e l'Enel, alle disposizioni di legge emanate dopo tale data;

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010 (di seguito: decreto ministeriale 10 dicembre 2010);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 4 agosto 2011 (di seguito: decreto ministeriale 4 agosto 2011);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 di seguito: decreto ministeriale 5 settembre 2011);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 30 maggio 2006, n. 105/06 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 105/06);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Unbundling o TIU);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07 e i relativi Allegato A e Allegato A bis (di seguito: deliberazione 88/07);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 90/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07; e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Vendita o TIV)
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 280/07);
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato della Qualità della Vendita o TIQV 2012-2015);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, ARG/com 202/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 202/09);
- la deliberazione dell'Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10;
- la deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 181/10);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato della Qualità Elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 o TIQE 2012-2015);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e i relativi Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME) e Allegato C (di seguito: Testo Integrato Connessioni o TIC);

- la deliberazione dell’Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Cooperative Elettriche o TICOOOP);
- la deliberazione dell’Autorità 5 aprile 2012, 130/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 14 giugno 2012, 245/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato dello Scambio sul Posto o TISP);
- la deliberazione dell’Autorità 7 febbraio 2013, 44/2013/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Bonus Elettrico e Gas o TIBEG);
- il documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11 (di seguito: DCO 33/11);
- il documento per la consultazione 2 maggio 2013, 183/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 183/2013/R/eel);
- il documento per la consultazione 16 maggio 2013, 209/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 209/2013/R/eel);
- la sentenza 6407 del 13 luglio 2012 del TAR Lazio nell’ambito del contenzioso avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010 (di seguito: sentenza 6407/2012 del TAR Lazio);
- le osservazioni pervenute durante i processi di consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- il decreto legislativo 115/08, come modificato dal decreto legislativo 56/10:
 - a) all’articolo 2, comma 1, lettera t), definisce il Sistema Efficiente di Utente (SEU) come un *“sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all’interno dell’area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*;
 - b) all’articolo 10, comma 2, definisce i c.d. Sistemi Equiparati ai SEU (SESEU) come i sistemi *“il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:*
 - *sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del suddetto regime di regolazione, ovvero sono sistemi di cui, alla medesima data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;*
 - *hanno una configurazione conforme alla definizione di cui all’articolo 2, comma 1, lettera t) o, in alternativa, conettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica nella titolarità del medesimo soggetto giuridico.”*;
 - c) in relazione ai SEU e ai SESEU, all’articolo 10 prevede:
 - al comma 1 che *“[...] l’Autorità per l’energia elettrica e il gas definisce le modalità per la regolazione dei sistemi efficienti di utenza, nonché le modalità e i tempi per la gestione dei rapporti contrattuali ai fini dell’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, tenendo conto dei principi di corretto funzionamento del*

mercato elettrico e assicurando che non si producano disparità di trattamento sul territorio nazionale. [...]”;

- al comma 2 che *“Nell’ambito dei provvedimenti di cui al comma 1, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas provvede inoltre affinché la regolazione dell’accesso al sistema elettrico sia effettuata in modo tale che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema di cui all’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, 79 [oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e le attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e le attività connesse e conseguenti, NdR], e degli oneri ai sensi dell’articolo 4, comma 1, del decreto-legge 14 novembre 2003, 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, 368 [misure di compensazione territoriale, previste fino al definitivo smantellamento degli impianti, a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare, NdR], siano applicati esclusivamente all’energia elettrica prelevata sul punto di connessione. In tale ambito, l’Autorità prevede meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del presente decreto, in particolare estendendo il regime di regolazione dell’accesso al sistema elettrico di cui al precedente periodo almeno ai” SESEU;*
- la legge 99/09:
 - a) all’articolo 33, comma 5, prevede che *“[...] a decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema [...] sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali.”;*
 - b) all’articolo 33, comma 6, prevede che *“Limitatamente alle RIU [Reti Interne d’Utenza, NdR] di cui al comma 1, i corrispettivi tariffari di cui al comma 5 si applicano esclusivamente all’energia elettrica prelevata nei punti di connessione.”;*
 - c) all’articolo 33, comma 7, prevede che *“Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas adegua le proprie determinazioni tariffarie per dare attuazione a quanto disposto dai commi 5 e 6 del presente articolo.”;*
 - d) all’articolo 30, comma 27, prevede che *“Al fine di garantire e migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati, attraverso reti private con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale di cui all’articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, 79, il Ministero dello sviluppo economico determina, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti. L’Autorità per l’energia elettrica e il gas è incaricata dell’attuazione dei suddetti criteri al fine del contemperamento e della salvaguardia dei diritti*

- acquisiti, anche con riferimento alla necessità di un razionale utilizzo delle risorse esistenti.”;*
- il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, emanato al fine di dare attuazione all’articolo 30, comma 27, della legge 99/09:
 - a) in relazione alle RIU, all’articolo 7, comma 4, prevede che *“L’Autorità per l’energia elettrica e il gas individua apposite misure per monitorare l’aggiornamento dei soggetti appartenenti ad una Rete interna di utenza, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l’estensione territoriale di tali reti.”;*
 - b) in relazione alle reti private, all’articolo 4, comma 2, prevede che *“L’Autorità per l’energia elettrica e il gas individua le modalità per l’esercizio del diritto di libero accesso al sistema elettrico da parte dei soggetti connessi alle reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico.”;*
 - c) in relazione alle reti private, ivi incluse le RIU, all’articolo 5 prevede:
 - al comma 1 che *“L’Autorità per l’energia elettrica e il gas determina i criteri e le condizioni in base ai quali un gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell’energia elettrica può disporre delle infrastrutture di un gestore di rete sottoposto all’obbligo di libero accesso al sistema elettrico, per l’esecuzione di attività legate all’erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l’erogazione del servizio di connessione.”;*
 - al comma 2 che, al fine di disciplinare il caso di cui al precedente alinea, l’Autorità definisce disposizioni volte a disciplinare *“[...] i rapporti, ivi incluse le condizioni economiche, tra un gestore di rete sottoposto all’obbligo di libero accesso al sistema e il gestore titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell’energia elettrica, con l’obiettivo di garantire condizioni efficienti per l’accesso alla rete pubblica da parte dei soggetti che ne fanno richiesta, siano essi già connessi ad un rete privata ovvero richiedenti una nuova connessione.”;*
 - il decreto legislativo 93/11, all’articolo 38, comma 5, ha previsto che *“Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all’articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo 115 del 2008, i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d’utenza così come definite dall’articolo 33 della legge 23 luglio 2009, 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell’articolo 30, comma 27, della legge 99 del 2009, cui si applica l’articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, 99.”;*
 - con la sentenza 6407/2012, il Tar Lazio ha in parte accolto e in parte respinto un ricorso avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, fornendo utili chiarimenti, di natura sistematica, sull’impostazione di tale provvedimento;
 - il quadro normativo in materia di SEU, SESEU, RIU e altre reti private è stato soggetto a continue innovazioni e cambiamenti ed appare ancora oggi piuttosto articolato e frammentario. La sua piena applicazione è stata possibile solo a seguito della sentenza 6407/2012 del TAR Lazio del 13 luglio 2012, che ha consentito di chiarire la portata del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 da cui non era possibile prescindere ai fini del completamento del quadro regolatorio;
 - con i documenti per la consultazione 183/2013/R/eel e 209/2013/R/eel, l’Autorità ha presentato i propri orientamenti finali in relazione ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui le RIU sono un sottoinsieme, e ai Sistemi Semplici di

Produzione e Consumo (SSPC), di cui i SEU sono un sottoinsieme. Tali documenti hanno sostituito il precedente DCO 33/11, pubblicato nel 2011 sulle medesime tematiche, proprio al fine di tenere conto della sopravvenuta evoluzione del quadro normativo, incisa sia dal citato contenzioso promosso contro il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, sia dal recepimento della direttiva 2009/72/CE, mediante l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, in tema di sistemi di distribuzione chiusi;

- nella parte introduttiva dei documenti per la consultazione 183/2013/R/eel e 209/2013/R/eel l'Autorità ha altresì evidenziato:
 - che la normativa primaria prevede benefici tariffari per i SEU, i sistemi ad essi equiparati (SESEU) e le RIU, correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari. Pertanto, tali benefici non consentono un'applicazione selettiva che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. In più, a parità di oneri complessivi, la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati;
 - la necessità che il Governo e il Parlamento valutino l'opportunità di introdurre modifiche normative che consentano di superare le criticità sopra descritte;
 - l'intenzione di orientare la propria regolazione, per quanto possibile compatibilmente con le normative vigenti, a un principio di non discriminazione, con riguardo all'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nonché all'applicazione degli oneri generali di sistema nel caso dei SSPC e nel caso di reti in assetto di SDC;
- la situazione di criticità normativa sopra descritta era già stata parzialmente segnalata al Governo e al Parlamento con la "*Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato e le criticità dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Proposte per lo sviluppo concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica e del gas e per la tutela dei consumatori*" dell'11 ottobre 2012, 410/2012/I/com; è stata poi ripresa, con maggiori dettagli, nella "*Segnalazione al Parlamento ed al Governo sull'assetto dei mercati energetici venutosi a determinare a seguito del recepimento delle direttive europee del cd. Terzo pacchetto Energia - Proposte di miglioramento normativo*" dell'8 novembre 2012, 461/2012/I/com; infine è stata ulteriormente ribadita nella "*Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese*" dell'8 luglio 2013, 298/2013/I/com;
- ferme restando le criticità normative, che sono state meglio dettagliate a scopo esclusivamente esplicativo nella parte introduttiva dei documenti per la consultazione 183/2013/R/eel e 209/2013/R/eel (a cui si rimanda), con i medesimi documenti per la consultazione l'Autorità ha presentato:
 - gli orientamenti finali per il completamento del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, reti in assetto di SDC e SSPC a seguito delle recenti modifiche normative e dei pronunciamenti della giustizia amministrativa (documento per la consultazione 183/2013/R/eel);
 - gli orientamenti finali per il completamento del quadro regolatorio in materia di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SSPC (documento per la consultazione 209/2013/R/eel), nel pieno rispetto delle normative vigenti;

- il presente provvedimento dà seguito al DCO 209/2013/R/eel che, a sua volta, riprende e richiama le definizioni dei SSPC già riportate nel DCO 183/2013/R/eel.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, con il documento per la consultazione 209/2013/R/eel, ha sottoposto a consultazione:
 - a) le attività necessarie per riconoscere agli altri SSPC (ASSPC, sono SSPC diversi dalle Cooperative Storiche e dai Consorzi Storici) la qualifica di SEU, SESEU, Altro Autoproduttore (AA) o Sistemi con Linea Diretta (SLD);
 - b) le modalità di erogazione del servizio di connessione alla rete di distribuzione o alla rete di trasmissione nazionale di un ASSPC;
 - c) le modalità di erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica prodotta, dell’energia elettrica immessa nella rete pubblica e dell’energia elettrica prelevata dalla medesima rete;
 - d) i profili contrattuali per l’accesso ai servizi di sistema (contratti per i servizi di dispacciamento, di trasporto, ritiro dedicato, scambio sul posto e i contratti funzionali all’erogazione degli incentivi previsti dalla legislazione vigente). In particolare, sono stati rappresentati i casi delle configurazioni contrattuali tra cliente finale e produttore consentite, riassumibili come segue:
 - il cliente finale e il produttore coincidono (Configurazione 1);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono e regolano, nell’ambito di un contratto privato, la sola energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata, lasciando che ciascuno di essi gestisca gli aspetti commerciali e l’accesso al sistema elettrico dell’energia elettrica di propria competenza (Configurazione 2a);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono e scelgono che sia solo il cliente finale ad operare ai fini della gestione dei contratti per l’accesso al sistema elettrico (Configurazione 2b);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono e scelgono che sia solo il produttore ad operare ai fini della gestione dei contratti per l’accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane titolare del punto di connessione (Configurazione 2c);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono ed entrambi scelgono di delegare a un unico soggetto, diverso da essi, la gestione di tutti i contratti per l’accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane titolare del punto di connessione (Configurazione 2d);
 - e) le modalità di applicazione delle componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e distribuzione (ivi inclusi gli oneri generali di sistema) e dei corrispettivi di dispacciamento, differenziando tra il caso dei SEU e dei SESEU e il caso degli altri ASSPC;
 - f) le modalità di erogazione dei regimi di vendita, dell’erogazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia al cliente finale facente parte di un ASSPC;
 - g) le esigenze relative ai flussi informativi e agli obblighi di fatturazione connessi con la fornitura di energia elettrica nel caso di cliente finale facente parte di un ASSPC;
 - h) le modalità di regolazione dei servizi di dispacciamento e trasporto nel caso di morosità del cliente finale ricompreso in un ASSPC;

- i) le modalità di gestione degli ASSPC nel caso in cui siano caratterizzati dalla presenza di più punti di connessione alla rete pubblica;
- j) le tempistiche di applicazione delle disposizioni presentate nel medesimo documento per la consultazione 209/2013/R/eel, differenziando tra gli aspetti procedurali e i corrispettivi di trasporto e dispacciamento applicati all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata all'interno degli ASSPC;
- con riferimento alla precedente lettera a):
 - la maggior parte dei soggetti interessati ha manifestato l'esigenza di razionalizzare e semplificare il più possibile la procedura affinché ogni ASSPC ottenga la relativa qualifica, riducendo al minimo indispensabile gli adempimenti necessari;
 - diversi soggetti interessati hanno segnalato che la procedura indicata per la qualifica presso il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito: GSE) appare complessa e con tempistiche contingentate per gli ASSPC esistenti; pertanto ogni intervento regolatorio dovrebbe essere introdotto con congruo anticipo rispetto all'inizio della relativa applicazione;
 - altri soggetti interessati propongono, al fine di razionalizzare e semplificare il processo di qualifica, che la medesima si possa ottenere tramite autocertificazione da parte del soggetto richiedente, ferme restando verifiche successive tramite controlli a campione, ovvero, in subordine, che siano definiti tempi massimi per il rilascio della qualifica da parte del GSE, decorsi i quali la richiesta di qualifica si intenda accolta per silenzio assenso;
 - Terna S.p.A. (di seguito: Terna) ha evidenziato che le modalità di qualifica indicate nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel possono presentare criticità derivanti dal coinvolgimento di soggetti diversi in funzione della tipologia di ASSPC (cioè il GSE nel caso di SEU e SESEU; il gestore di rete nel caso di ASSPC diversi dai SEU e dai SESEU);
 - il GSE ha evidenziato che:
 - i. nel caso di impianti ibridi o cogenerativi ad alto rendimento sarebbe più efficace e funzionale introdurre dei criteri che possano garantire maggiore stabilità alla qualifica delle diverse tipologie di ASSPC;
 - ii. sarebbe opportuno specificare che la richiesta di qualifica venga trasmessa dal richiedente al medesimo GSE esclusivamente a seguito dell'entrata in esercizio dell'ASSPC, al fine di evitare valutazioni sulle configurazioni "a progetto". Ciò poiché le valutazioni effettuate sulla base dei progetti non danno nessuna garanzia in merito alle realizzazioni effettive;
 - iii. risulterebbe particolarmente oneroso per i gestori di rete e per il medesimo GSE la trasmissione e la gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata al fine di stimare l'entità economica del beneficio ottenuto per effetto dell'esenzione dal pagamento dei corrispettivi tariffari di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento e degli oneri generali di sistema; il medesimo risultato potrebbe essere soddisfatto anche sulla base di stime trasmesse dai richiedenti al GSE;
- con riferimento alla precedente lettera b):
 - alcuni soggetti interessati hanno segnalato che, al fine di monitorare l'evoluzione nel tempo delle configurazioni degli ASSPC, ogni modifica all'ASSPC debba essere preceduta da una richiesta di modifica di connessione

- esistente (valutata quindi dal gestore di rete), anche nel caso in cui non comporti variazioni di potenza disponibile in prelievo e/o in immissione;
- alcuni soggetti interessati hanno apprezzato l'indicazione dell'Autorità secondo cui il regolamento di esercizio sia sottoscritto dai tre soggetti interessati (produttore, cliente finale e gestore di rete) e il produttore sia il responsabile della gestione della connessione; Terna invece propone, in alternativa, che il regolamento di esercizio sia sottoscritto solo dal titolare del punto di connessione alla rete pubblica;
 - con riferimento alla precedente lettera c):
 - i gestori di rete hanno segnalato che, qualora fossero necessari più misuratori, il corrispettivo di misura dovrebbe essere applicato per tutti i misuratori installati e non, come indicato nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel, una sola volta per ogni ASSPC. Ciò poiché i costi dell'attività di misura dipendono dal numero di misuratori gestiti e non dalla configurazione impiantistica;
 - Enel Distribuzione ha evidenziato che:
 - i. nel caso degli impianti di potenza fino a 1 MW, direttamente connessi alla rete pubblica o facenti parte di un SEU o di un SESEU, la responsabilità dell'installazione dei misuratori debba essere assegnata al gestore di rete, indipendentemente dal livello di tensione della rete pubblica a cui saranno connessi;
 - ii. nel caso di ASSPC diversi dai SEU e dai SESEU, di nuova realizzazione o esistenti, la responsabilità dell'installazione dei misuratori e della rilevazione delle misure necessarie ai fini della determinazione dell'energia elettrica prodotta e dei consumi interni all'ASSPC debba essere sempre attribuita al gestore di rete, indipendentemente dalla potenza dell'impianto di produzione di energia elettrica e dal livello di tensione del punto di connessione alla rete pubblica. Ciò al fine di garantire la corretta fatturazione del trasporto e del dispacciamento a ciascuna unità di consumo presente nell'ASSPC;
 - con riferimento alla precedente lettera d):
 - la maggior parte dei soggetti interessati ha ritenuto preferibile che l'Autorità non regoli i rapporti commerciali tra produttore e cliente finale facenti parte del medesimo ASSPC in relazione all'energia elettrica prodotta e autoconsumata in sito;
 - la maggior parte dei soggetti interessati concorda con le possibili configurazioni contrattuali tra cliente finale e produttore consentite e descritte nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel;
 - alcuni soggetti interessati richiedono che si possa accedere al regime di scambio sul posto anche nel caso della Configurazione 2c (cioè nel caso in cui il produttore gestisce tutti i rapporti commerciali, ivi inclusi quelli relativi ai prelievi di energia elettrica consumata dal proprio cliente);
 - Enel ritiene che, nel caso in cui il cliente finale e il produttore non coincidono, si debba consentire solo la Configurazione 2c, escludendo quindi tutte le altre configurazioni; ciò poiché, secondo Enel, tale configurazione sarebbe l'unica che garantisce una piena tutela del cliente finale dal punto di vista fiscale. Inoltre, Enel evidenzia che la Configurazione 2c risulta essere, di fatto, l'unica configurazione attualmente presente, nel caso in cui il cliente finale e il produttore non coincidono, per gli ASSPC connessi alle proprie reti;

- alcuni soggetti interessati ritengono opportuno che, nel caso della Configurazione 2c, il produttore sia considerato come un vero e proprio venditore di energia elettrica al dettaglio e che, al fine di evitare contenziosi futuri, l’Autorità definisca gli obblighi informativi e regolatori in capo al produttore/venditore e le responsabilità nelle quali incorrerebbero i venditori terzi che stipulino il contratto di fornitura con il produttore medesimo;
- con riferimento alla precedente lettera e):
 - alcuni soggetti interessati, pur ritenendo che il documento per la consultazione 183/2013/R/eel e il documento per la consultazione 209/2013/R/eel siano correttamente inquadrati rispetto alla normativa primaria vigente, non condividono il fatto che i sistemi diversi da SEU, SESEU e RIU siano sottoposti alla corresponsione delle componenti tariffarie per la remunerazione dei servizi di rete anche sull’energia elettrica autoconsumata che non utilizza la rete elettrica;
 - alcuni soggetti interessati evidenziano l’opportunità di estendere le agevolazioni tariffarie previste per i SEU anche a sistemi che presentano due produttori distinti, uno dei quali coincidente con il cliente finale;
 - alcuni soggetti interessati evidenziano la necessità di ammettere la presenza di più clienti finali per ogni SEU;
- con riferimento alla precedente lettera f), alcuni soggetti interessati condividono il fatto che il cliente finale, nel caso in cui deleghi il produttore ad acquistare l’energia elettrica prelevata, sia da considerarsi cliente finale nel mercato libero e che, come tale, non usufruisca dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia;
- con riferimento alla precedente lettera g), tutti i soggetti interessati hanno evidenziato la necessità di avviare un tavolo di lavoro per l’implementazione dei flussi informativi per la corretta condivisione delle informazioni relative agli ASSPC;
- con riferimento alla precedente lettera h), con particolare riferimento al fenomeno della c.d. morosità da parte del cliente finale:
 - alcuni soggetti interessati ritengono opportuno che il produttore possa connettere l’impianto di produzione di energia elettrica alla rete elettrica per il tramite di un nuovo punto di connessione, pur garantendo la separazione circuitale tra l’impianto di produzione di energia elettrica e l’impianto di consumo. È stata evidenziata, in questo caso, la necessità di definire apposite condizioni per l’erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica;
 - altri soggetti interessati, invece, ritengono che il produttore non debba poter connettere l’impianto di produzione di energia elettrica alla rete elettrica per il tramite di un nuovo punto di connessione, soprattutto perché ritengono che il cliente finale e il produttore debbano comunque considerarsi come un’unica realtà non divisibile: pertanto i casi di morosità dovrebbero essere gestiti sulla base di accordi tra le parti;
- con riferimento alla precedente lettera i):
 - i principali gestori di rete ritengono che non debbano esistere ASSPC con più punti di connessione alla rete pubblica (fatta eccezione per i punti di prelievo di emergenza); in più non condividono gli orientamenti dell’Autorità per la complessità gestionale che ne deriverebbe, richiedendo che la regolazione del servizio di trasporto sia applicata per ogni distinto punto di connessione alla

- rete pubblica, indipendentemente dalla presenza di continuità circuitale interna, e che non si debbano riportare tutti i dati di misura dei singoli punti di connessione al punto di connessione principale;
- i rimanenti soggetti interessati condividono gli orientamenti dell’Autorità, evidenziando, comunque, l’esigenza di prevedere un’opportuna procedura per la trasmissione dei dati di misura nel caso in cui gli ASSPC siano connessi a reti pubbliche di gestori di rete diversi;
 - con riferimento alla precedente lettera j), diversi soggetti interessati hanno evidenziato, fermi restando i benefici tariffari previsti per i SEU e i SESEU, che le disposizioni indicate nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel non possono trovare piena attuazione dall’1 gennaio 2014, essendo necessarie diverse attività ai fini della corretta implementazione (predisposizione e/o adeguamento del portale GSE, interventi tecnici richiesti dal GSE ai fini della qualifica di cogenerazione ad alto rendimento, tempistiche di adeguamento per l’attivazione della telelettura dei misuratori, ecc.);
 - numerosi soggetti interessati hanno richiesto che l’Autorità, a valle del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 209/2013/R/eel, consulti lo schema di provvedimento, pur ritenendo urgente l’approvazione del provvedimento finale.

CONSIDERATO CHE:

- diversi soggetti interessati hanno focalizzato i propri commenti sugli aspetti normativi, di carattere generale, individuati come critici dall’Autorità, limitandosi ad un contributo minimale, o in alcuni casi nullo, in merito alle tematiche specifiche della regolazione degli ASSPC contenute nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel e oggetto di consultazione; tali commenti non trovano seguiti né riscontri nel presente provvedimento che viene implementato sulla base delle normative vigenti, pur in presenza delle criticità più volte segnalate;
- l’Autorità, parallelamente alla consultazione, ha presentato gli elementi essenziali oggetto del presente provvedimento all’Agenzia delle Dogane, con particolare riferimento alle modalità con cui il cliente finale e il produttore, potenzialmente diversi, presenti all’interno di un unico sistema semplice di produzione e consumo possono accedere ai servizi di sistema; ciò con l’obiettivo di evitare che le configurazioni possibili dal punto di vista regolatorio incontrino criticità applicative o incompatibilità dal punto di vista fiscale come segnalato da alcuni soggetti nel corso della consultazione;
- i valori unitari delle componenti tariffarie, ivi incluse quelle a copertura degli oneri generali di sistema, vengono definiti e aggiornati dall’Autorità con propri separati provvedimenti tenendo conto dell’evoluzione del sistema elettrico; e che, pertanto, rimane impregiudicato il potere dell’Autorità in tema di rimodulazione complessiva dei predetti valori unitari, anche in relazione all’incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse;
- le componenti tariffarie, ivi incluse quelle a copertura degli oneri generali di sistema, sono differenziate per tipologia di utenza, secondo criteri che variano da componente a componente;
- il sistema elettrico nazionale nel suo complesso, le tipologie di consumo e di produzione nonché le relative normative hanno subito notevoli evoluzioni

nell'ultimo decennio, tali da rendere necessaria una valutazione in merito alla opportunità di rivedere la ripartizione dell'onere tra le diverse categorie di utenza, nonché in merito alla rimodulazione complessiva dei valori unitari delle tariffe a copertura dei predetti oneri, anche in relazione all'incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse, tenendo conto dei diversi sistemi e delle relative modalità di prelievo.

RITENUTO OPPORTUNO:

- completare la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, dando attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo 115/08 e dalla legge 99/09, rinviando ad un successivo provvedimento la regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi (ivi incluse le Reti Interne d'Utenza); non procedere attraverso un'ulteriore consultazione, come richiesto da alcuni soggetti interessati, in quanto appaiono già disponibili tutti gli elementi necessari per la definizione del presente provvedimento;
- fare riferimento, ai fini della regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, al produttore e al cliente finale anziché ai titolari delle unità di produzione e di consumo poiché tutta la regolazione del sistema elettrico è rivolta ai soggetti che producono, consumano ed erogano il pubblico servizio, indipendentemente dalle titolarità degli asset;
- definire, sulla base della normativa primaria vigente, i sistemi semplici di produzione e consumo ammissibili che, in quanto tali, possono essere connessi alla rete pubblica indipendentemente dal trattamento tariffario spettante;
- dare separata evidenza agli autoproduttori non dotati di rete propria, qui denominati Altri Autoproduttori (AA), in quanto, pur rientrando nella definizione di autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99, non sono oggetto del presente provvedimento;
- dare separata evidenza alle cooperative storiche dotate di rete propria in quanto, pur rientrando nella definizione di autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99, sono già oggetto di regolazione ai sensi del TICOOP, prevedendone il monitoraggio tramite la costituzione di un apposito registro;
- estendere ai consorzi storici, che rientrano nella definizione di autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99 al pari delle cooperative storiche, la medesima regolazione già definita per le cooperative storiche nel TICOOP, con l'unica eccezione delle componenti tariffarie per le quali non sono previste deroghe esplicite nelle normative vigenti, prevedendone il monitoraggio tramite la costituzione di un apposito registro;
- definire gli altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC) come i sistemi consentiti dalle normative vigenti e diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici;
- prevedere che gli ASSPC di cui al precedente alinea siano costituiti dai sistemi efficienti di utenza (SEU), come definiti dal decreto legislativo 115/08, dai sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU, chiamati SESEU nel documento per la consultazione 183/2013/R/eel e nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel), definiti sulla base di quanto previsto dal decreto legislativo 115/08, dai sistemi di autoproduzione diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici (ASAP) e da eventuali altri sistemi esistenti (ASE) che, pur non rientrando in specifiche definizioni, sono stati realizzati e connessi alla rete

pubblica prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento (questi ultimi sistemi erano chiamati sistemi con linea diretta o SLD nel documento per la consultazione 183/2013/R/eel e nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel);

- dettagliare alcuni aspetti contenuti nella definizione di SEU e, in particolare, specificare che:
 - la “potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito” debba intendersi come la potenza complessiva degli impianti di produzione di energia elettrica li presenti, purché tutti alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento e gestiti dal medesimo produttore;
 - l’“impianto per il consumo di un solo cliente finale” debba intendersi come l’unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica), a sua volta definita come l’insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva;
 - l’“area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente” debba intendersi come l’area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d’acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- dare attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo 115/08 nelle parti in cui demandano all’Autorità l’eventuale estensione dell’insieme dei sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) ammessi a beneficiare del trattamento tariffario previsto per i SEU, al fine di prevedere meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto; ciò poiché, storicamente, le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema sono sempre stati applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica anziché all’energia elettrica consumata;
- definire, pertanto, diverse tipologie di SESEU, al fine di attribuire ad essi diverse modalità di accesso ai benefici tariffari previsti dal decreto legislativo 115/08 e, in particolare:
 - i SESEU-A, intesi come i sistemi esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) caratterizzati dalla presenza di un unico soggetto giuridico che, al tempo stesso, assume la qualifica di cliente finale e di produttore. Tali sistemi costituiscono l’insieme minimo dei SESEU previsto dal decreto legislativo 115/08 e non richiedono la potenza massima di 20 MW né la presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento ;
 - i SESEU-B, intesi come i sistemi esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) che rispettano i requisiti di SEU, nonché i SESEU-C che, a partire dal 2016, per effetto di quanto nel seguito esplicitato vengono riclassificati, a fini tariffari, come SESEU-B;
 - i SESEU-C, intesi come i sistemi esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) e già in esercizio all’1 gennaio 2014;
- prevedere che la qualifica di SESEU-C, che consente di usufruire del trattamento previsto per i SEU, sia consentita fino al 31 dicembre 2015 (cioè fino al termine

dell'attuale periodo regolatorio) al fine di salvaguardare investimenti effettuati prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo 115/08 nell'ipotesi che le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema trovassero applicazione alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica anziché all'energia elettrica consumata; prevedere, altresì, che i SEESEU-C possano essere successivamente annoverati tra i SEESEU-B, continuando quindi ad usufruire dei benefici previsti per i SEU anche dopo il 31 dicembre 2015, qualora si riconducano, entro il 31 luglio 2015, a sistemi con un solo cliente finale e un solo produttore e qualora presentino esclusivamente impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;

- prevedere che, ai fini dell'applicazione delle componenti tariffarie, rientrino tra i SEESEU-C anche i consorzi storici dotati di rete propria, esclusivamente in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti;
- accogliere, quindi, con le modalità di cui ai precedenti alinea, alcune osservazioni pervenute in consultazione secondo cui è necessario disporre di un po' di tempo per riallineare le configurazioni dei sistemi alle disposizioni normative vigenti;
- definire una scala di priorità per l'attribuzione della qualifica spettante ad un sistema semplice di produzione e consumo poiché ogni sistema potrebbe rientrare in più di una tipologia; definire tale priorità in modo da assegnare a ciascun sistema semplice di produzione e consumo la qualifica che, tra quelle spettanti, comporta il massimo beneficio possibile;
- prevedere che le qualifiche da cui derivano benefici tariffari (cioè SEU e SEESEU) siano riconosciute dal GSE il quale, oltre a rivestire caratteri di terzietà rispetto al cliente/produttore e al gestore di rete interessati, risulta il soggetto che può svolgere tale compito nel modo più efficiente e meno oneroso per il sistema: infatti il GSE già dispone dei dati di buona parte degli impianti che rientrano in siffatte configurazioni, essendo questi ultimi alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;
- definire le modalità con cui vengono richieste ed attribuite le diverse possibili qualifiche per i sistemi semplici di produzione e consumo, affinché siano il più possibile rapide e poco dispendiose tenendo conto in tal senso di numerose osservazioni pervenute durante la consultazione; prevedere, in particolare, che:
 - i sistemi esistenti che usufruiscono del servizio di scambio sul posto siano automaticamente classificati dal GSE come SEESEU-B; ciò viene effettuato per semplicità, essendo sistemi caratterizzati da impianti di potenza fino a 200 kW per lo più realizzati da clienti domestici o piccole imprese e che già presentano uno stretto legame tra cliente e produttore (qualora diversi) proprio per effetto dello scambio sul posto;
 - in tutti gli altri casi, il cliente finale e il produttore presentino al GSE una dichiarazione sostitutiva di atto notorio congiunta relativa al rispetto dei requisiti per l'ottenimento della qualifica richiesta;
 - il GSE utilizzi i dati già disponibili nel sistema GAUDÌ e sui propri sistemi al fine di evitare la richiesta di nuovi dati oltre che conseguenti disallineamenti tra i diversi sistemi;
 - il GSE non rilasci pareri preliminari, antecedenti al riconoscimento della qualifica, in quanto appare come inutile aggravio amministrativo.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire le modalità con cui le deliberazioni già vigenti dell’Autorità in materia di erogazione del pubblico servizio trovano applicazione ai sistemi semplici di produzione e consumo, senza tuttavia prevedere deroghe e benefici aggiuntivi rispetto a quelli riconosciuti dalla normativa primaria;
- definire, tra l’altro:
 - a) le modalità con cui trova applicazione la regolazione delle connessioni e della misura estendendo ai sistemi semplici di produzione e consumo la disciplina già vigente con particolare attenzione al caso in cui a monte di un unico punto di connessione si trovino un cliente finale e un produttore tra loro diversi;
 - b) le modalità con cui il cliente finale e il produttore, potenzialmente diversi, presenti all’interno di un unico sistema semplice di produzione e consumo possono accedere ai servizi di sistema, con l’obiettivo di consentire, per flessibilità, il maggior numero di configurazioni possibili compatibilmente con le normative vigenti;
 - c) le modalità con cui trova applicazione la regolazione vigente nei casi di sistemi semplici di produzione e consumo caratterizzati dalla presenza di più di un punto di connessione alla rete pubblica;
 - d) le modalità con cui si applicano le tariffe di trasmissione, di distribuzione e gli oneri generali di sistema per le diverse tipologie di sistemi semplici di produzione e consumo, dando attuazione alle leggi vigenti qualora prevedano benefici tariffari;
 - e) le modalità con cui un produttore diverso dal cliente finale può immettere direttamente la propria produzione di energia elettrica nei casi di morosità del cliente finale;
- specificare, in relazione alla lettera a):
 - i necessari flussi informativi che coinvolgano anche il GSE sia in sede di prima connessione, sia in sede di eventuale modifica di una connessione esistente da cui potrebbe derivare una modifica della qualifica del sistema semplice di produzione e consumo, prevedendo anche opportune modifiche al TICA;
 - le disposizioni da applicarsi per i sistemi semplici di produzione e consumo diversi dai SEU e dai SESEU, per i quali è necessaria la misura dell’energia elettrica prodotta al fine della determinazione, tramite appositi algoritmi, dell’energia elettrica consumata a cui applicare gli oneri generali di sistema, rinviando l’analisi delle osservazioni pervenute in relazione alla generale applicazione della regolazione della misura proprio poiché di carattere generale e non afferenti alle sole specificità di cui al presente provvedimento;
- descrivere, in relazione alla lettera b), i diversi profili contrattuali ammissibili per l’accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell’energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC, prevedendo, tra l’altro, che:
 - il produttore, nel caso in cui si approvvigioni dell’energia elettrica integrativa necessaria per il consumo del cliente finale, sia considerato a tutti gli effetti come una società di vendita al dettaglio e, come tale, sia soggetto all’applicazione della regolazione dell’Autorità in materia di qualità commerciale del servizio di vendita al dettaglio;
 - il produttore non possa accedere al servizio di scambio sul posto proprio perché, nel momento in cui si approvvigiona dell’energia elettrica integrativa necessaria

- per il consumo del cliente finale diventa un venditore operante sul libero mercato;
- il cliente finale avente diritto alla maggior tutela possa usufruire di tale servizio solo nel caso in cui si approvvigioni direttamente dell'energia elettrica necessaria e integrativa a quella prodotta in sito. In tutti gli altri casi, infatti, il cliente finale ha dato mandato ad un soggetto terzo (il produttore) per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica e, di conseguenza, ha scelto di operare sul libero mercato;
 - la regolazione vigente relativa allo scambio sul posto sia modificata al fine di rimuovere il vincolo dell'unicità tra l'utente dello scambio e il soggetto responsabile ai fini degli incentivi. In tal modo, infatti, il cliente finale può acquistare e vendere direttamente l'energia elettrica prelevata e immessa dalla/nella rete elettrica usufruendo dello scambio sul posto, pur in presenza di un produttore terzo che continua a percepire gli incentivi spettanti;
 - le osservazioni presentate da alcuni soggetti e finalizzate a limitare i diversi profili contrattuali ammissibili per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC, non siano accolte proprio perché contrastanti con l'esigenza di flessibilità indicata dall'Autorità;
 - definire, in relazione alla lettera c), le modalità secondo le quali l'energia elettrica scambiata con la rete elettrica viene riportata al punto di connessione principale, riconducendo, cioè, la configurazione complessa caratterizzata dalla presenza di più punti di connessione con la rete elettrica ad una configurazione semplice caratterizzata dalla presenza di un solo punto di connessione virtuale con la rete elettrica; raccomandare, altresì, che tali configurazioni complesse non rappresentino la normalità, limitandosi a realtà già esistenti che devono poter essere gestite senza errori o alterazioni nei bilanci elettrici ed economici del sistema elettrico o a casistiche nelle quali eventuali diverse soluzioni sarebbero del tutto inefficienti per il sistema elettrico;
 - prevedere, in relazione alla lettera d), che:
 - nel caso dei SEESEU-A, dei SEESEU-B, dei SEESEU-C (fino, in quest'ultimo caso, al 31 dicembre 2015) e dei SEU, le tariffe di trasmissione, di distribuzione e gli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione alla rete elettrica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto;
 - nel caso dei sistemi diversi dai SEU e dai SEESEU, le tariffe di trasmissione e di distribuzione trovino applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione alla rete elettrica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto, mentre gli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione alla rete elettrica e all'energia elettrica consumata all'interno del sistema. Ciò al fine di evitare disallineamenti tra la quantità di energia elettrica a cui si applicano le tariffe di trasporto e quella a cui si applicano i corrispettivi di dispacciamento (che è l'energia elettrica prelevata);
 - siano quindi accolte le richieste di alcuni operatori in merito all'applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione all'energia elettrica prelevata, anziché a quella consumata, poiché tali tariffe hanno la finalità di coprire i costi relativi alla disponibilità della rete pubblica (per quanto riguarda le componenti fisse) e all'utilizzo della medesima rete (per quanto riguarda le componenti

- variabili). Tale disposizione appare comunque coerente con il dettato dell'articolo 33, comma 5, della legge 99/09, secondo cui i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione [...] sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali;
- nel caso dei sistemi diversi dai SEU e dai SEESEU, le imprese distributrici e le società di vendita continuano ad applicare le tariffe e gli oneri generali di sistema all'energia elettrica prelevata, evitando di modificare i sistemi e i flussi informativi già attualmente esistenti; e che la differenza derivante dall'applicazione degli oneri generali di sistema sull'energia elettrica consumata, anziché prelevata, sia erogata direttamente a Cassa Conguaglio per il settore elettrico, come già attualmente avviene in relazione all'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-*bis*, della legge 368/03, come aggiornata dall'Autorità (equivalente della componente MCT in relazione all'energia elettrica autoconsumata in sito);
 - accogliere, pertanto, quanto richiesto da alcune imprese distributrici e dalle società di vendita in merito all'esigenza di non alterare i flussi informativi attualmente esistenti; ciò anche attesa l'esigua numerosità di configurazioni non rientranti tra i SEU né tra i SEESEU che non dovrebbe rendere difficoltosa l'interfaccia diretta con Cassa Conguaglio per il settore elettrico;
 - non sia necessario organizzare lunghi e complessi tavoli di lavoro che coinvolgano le imprese distributrici e le società di vendita proprio poiché, sulla base di quanto evidenziato nei precedenti alinea, gli attuali flussi informativi che li riguardano non verrebbero alterati;
 - prevedere, in relazione alla lettera e), che i produttori possano chiedere ai gestori di rete un secondo punto di connessione da utilizzarsi per immettere l'energia elettrica prodotta dall'impianto nel caso di morosità del cliente finale, accogliendo quindi alcune richieste emerse durante la consultazione; e che sia predisposto e attivato un sistema atto ad impedire che il cliente finale moroso possa essere rialimentato anche a seguito del persistere della condizione di morosità, nonché l'interconnessione circuitale tra i due punti di connessione contestualmente presenti;
 - prevedere che, nel caso di SEU caratterizzati dalla presenza di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i benefici tariffari siano concessi qualora l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa sia almeno pari al 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta; e che tale requisito sia verificato sulla base dei dati a consuntivo dell'anno solare precedente e, per il primo anno di esercizio in acconto, sulla base dei dati di progetto;
 - prevedere che, nel caso di SEESEU-B caratterizzati dalla presenza di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i benefici tariffari siano concessi qualora l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa sia almeno pari al 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta; e che tale requisito sia verificato sulla base dei dati di progetto fino alla fine del 2015 e, successivamente, sulla base dei dati a consuntivo dell'anno solare precedente come avviene nel caso dei SEU;
 - definire opportune tempistiche per la modifica e l'implementazione dei sistemi informatici necessari per il rilascio delle qualifiche e, in generale, per l'applicazione del presente provvedimento, affinché la piena applicazione sia consentita a decorrere dall'1 gennaio 2015;

- prevedere che, in caso di interventi di rifacimento, ricostruzione o potenziamento, i SEESEU mantengano la loro qualifica a condizione che non si superi il massimo fra i 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) e che la parte oggetto di intervento sia (o diventi a seguito dell'intervento) alimentata da fonti rinnovabili o cogenerativa ad alto rendimento;
- prevedere di definire con successivo provvedimento le modalità con cui saranno effettuate le verifiche sugli ASSPC qualificati SEU o SEESEU, anche per il tramite di sopralluoghi a campione, nonché gli effetti conseguenti ad un eventuale esito negativo delle medesime;
- dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, d'intesa con il Direttore della Direzione Mercati, di istruire l'avvio di un procedimento per ridefinire la ripartizione degli oneri tra le diverse categorie di utenza nonché per la rimodulazione complessiva dei valori unitari delle tariffe a copertura dei predetti oneri, anche in relazione all'incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse, tenendo conto dei diversi sistemi e delle relative modalità di prelievo e fermi restando i principi generali di *cost reflectivity* delle tariffe;
- approvare l'Allegato A al presente provvedimento recante la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo sulla base degli elementi sopra richiamati;
- modificare e integrare il TICOOP, il TICA, il TISP, la deliberazione 90/07 e la deliberazione ARG/elt 181/10 al fine di allinearle alle nuove disposizioni di cui al presente provvedimento, sulla base degli elementi sopra richiamati

DELIBERA

1. E' approvato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo", Allegato A al presente provvedimento, che ne costituisce parte integrante e sostanziale.
2. Il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolamentazione delle Cooperative Elettriche – TICOOP è aggiornato nei seguenti punti:
 - all'articolo 1, comma 1.2:
 - dopo la definizione di "TIC", è aggiunta la seguente definizione: "
 - **TISSPC**: è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel;"
 - dopo la definizione di "periodo rilevante", è aggiunta la seguente definizione: "
 - **rete con obbligo di messa a disposizione**: è una rete elettrica gestita da un soggetto che non è titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge e che deve essere obbligatoriamente messa a disposizione del gestore di rete concessionario in quel territorio, affinché possa ottemperare agli obblighi connessi con l'erogazione del servizio pubblico di distribuzione o trasmissione.";

- all'articolo 2, comma 2.2, lettera a), le parole “TIT e dall’Allegato A alle deliberazioni 292/06 e 88/07”, sono sostituite dalle seguenti “ dal TIT e dal TIME, dall’Allegato A alla deliberazione 292/06 e dalla deliberazione 88/07 e relativi allegati”;
 - all'articolo 2, comma 2.2, la lettera j), è sostituita con la seguente: “
 - j) incentivi per la produzione di energia elettrica tramite impianti da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento di cui ai decreti legislativi n. 79/99, n. 387/03, n. 20/07, n. 28/11, nonché alle leggi n. 239/04, n. 222/07 e n. 244/07;”;
 - all'articolo 13, comma 13.2, le parole “connessione di terzi” sono sostituite con le seguenti parole: “messa a disposizione”;
 - dopo l'articolo 26, comma 26.2, sono aggiunti i seguenti commi: “
 - 26.3 Una nuova cooperativa non può disporre di una propria rete di trasporto di energia elettrica per la fornitura di energia elettrica dei propri soci. Tale attività, infatti si configurerebbe come attività di distribuzione e pertanto non può essere svolta se non in presenza di una concessione per lo svolgimento del servizio pubblico di distribuzione rilasciata ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo 79/99.
 - 26.4 Ai fini delle disposizioni regolate dal TIU, l’attività di produzione di energia elettrica svolta da una nuova cooperativa per la fornitura ai propri soci non è assimilabile alla produzione dell’energia elettrica effettuata da autoproduttori di cui all’articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99.”
3. Il TICA è aggiornato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1, dopo le parole “le definizioni di cui al Testo Integrato Trasporto,”, sono aggiunte le seguenti: “le definizioni di cui al Testo Integrato dei Sistemi Semplici di produzione e Consumo (TISSPC),”;
 - all'articolo 1, comma 1.1, la lettera ii) è sostituita con la seguente: “
 - ii) **richiesta di connessione** è una richiesta di nuova connessione o una richiesta di adeguamento di una connessione esistente, conseguente alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica o alla modifica di elementi inerenti impianti di produzione esistenti o della connessione stessa. Essa si può configurare come:
 - 1. **richiesta di nuova connessione:** richiesta avente ad oggetto la realizzazione di un nuovo punto di connessione alla rete elettrica;
 - 2. **richiesta di adeguamento di una connessione esistente:** adeguamento di una connessione esistente finalizzata a modificare la potenza in immissione ed eventualmente quella in prelievo o altri parametri elettrici inerenti il punto di connessione o l’impianto di produzione;”;
 - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la lettera ss), sono aggiunte le seguenti: “
 - tt) **dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà:** l’attestazione resa in conformità alle disposizioni dell’articolo 47 del Decreto del Presidente

della repubblica 28 dicembre 2000, n. 445/00 e sue successive modificazioni ed integrazioni;

- uu) **produttore di energia elettrica o produttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione.”;
- all'articolo 1, comma 1.2, dopo la lettera z), è aggiunta la seguente: “
 - aa) **TISSPC** è il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.”;
 - all'articolo 3, comma 3.2, dopo la lettera o), è aggiunta la seguente: “
 - p) le informazioni relative a:
 - quali siano le configurazioni ammissibili nei casi in cui si vogliano connettere alla rete, tramite lo stesso punto, impianti di produzione e impianti di consumo. A tal fine il gestore di rete deve evidenziare quali sono i requisiti minimi che il sistema deve possedere per rientrare in ciascuna delle categorie in cui è classificabile un ASSPC ai sensi del TISSPC;
 - quali siano i benefici tariffari previsti dalla legge per i SEU e i SEESEU, nonché le modalità per richiederne l'applicazione, evidenziando che i predetti benefici verranno applicati solo a seguito del rilascio da parte del GSE della relativa qualifica.”;
 - all'articolo 6, comma 6.3, lettera o), dopo le parole “punti di misura appartengono.” sono aggiunte le seguenti: “Lo schema unifilare, redatto ai sensi delle Norme CEI deve evidenziare, se presenti, gli ulteriori punti di connessione con altre reti, il relativo livello di tensione e POD, nonché l'eventuale presenza di dispositivi che impediscono di mettere in parallelo, anche transitoriamente, le reti su cui insistono i predetti punti, nonché il punto di connessione oggetto di adeguamento;”;
 - all'articolo 6, comma 6.3, dopo la lettera x), è aggiunta la seguente: “
 - y) nei soli casi in cui si voglia realizzare un ASSPC o si vogliano apportare modifiche alla connessione di un SSPC:
 1. le informazioni necessarie ad identificare chi sia il cliente finale a cui dovrà essere intestata la titolarità della connessione ed il relativo POD;
 2. la tipologia di ASSPC che si vuole realizzare, sulla base delle definizioni di ASSPC di cui al TISSPC o la tipologia di SSPC oggetto della richiesta di modifica della connessione esistente.”;
 - all'articolo 7, comma 7.3, lettera c), dopo le parole “sul punto di connessione” sono aggiunte le seguenti: “, nonché le altre opere di competenza del richiedente strettamente necessarie ai fini della corretta installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta;”;
 - all'articolo 7, dopo il comma 7.8, è aggiunto il seguente: “

7.8bis Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione di accettazione del preventivo di cui al comma 7.6, il gestore di rete registra nel sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, i dati anagrafici relativi al punto di connessione oggetto della richiesta di connessione, il relativo POD, il codice di rintracciabilità della pratica di connessione, il valore della potenza disponibile in immissione e in prelievo al termine del processo di connessione, entrambi espressi in kW, l'indicazione sulla tipologia di punto di connessione (immissione pura o di immissione e prelievo) e nel caso di punto di immissione e prelievo, la tipologia di SSPC dichiarata in fase di richiesta di connessione.”;

- all'articolo 10, il comma 10.6 è sostituito con i seguenti: “

10.6 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia al gestore di rete:

 - a) la comunicazione di ultimazione dei lavori, evidenziando che i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante, corredata dalla eventuale documentazione tecnica prevista dalle MCC del gestore di rete. Tale comunicazione deve essere effettuata con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e, in caso di controllo, deve essere eventualmente verificabile sulla base di idonea documentazione;
 - b) nei soli casi in cui sia necessaria l'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta, ai sensi della deliberazione 88/07, la comunicazione attestante che le opere di cui al comma 7.3, lettera c), necessarie alla corretta installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta sono state ultimate;
 - c) nei casi in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati esclusivamente all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata sia dal futuro produttore che dal futuro cliente finale in cui si attesti in quale tipologia di ASSPC rientra la configurazione impiantistica che sussisterà a valle del punto di connessione a seguito del completamento del procedimento di connessione;
 - d) nei casi di cui alla lettera c), una comunicazione in merito alla volontà di acquisire la qualifica di SEU previa istanza al GSE, qualora ne ricorrano le circostanze.

10.6bis Il gestore di rete, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dal ricevimento della documentazione completa di cui al comma 10.6, verificata la completezza della predetta documentazione, comunica al sistema GAUDÌ la data di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione, come rilevata dalla dichiarazione sostitutiva di cui al comma 10.6. Qualora la documentazione di cui al comma 10.6 risulti incompleta, con le medesime tempistiche il gestore di rete procede ad inviare una richiesta di integrazione al richiedente.”;

- all'articolo 10, il comma 10.8 è sostituito con il seguente: “
 10.8 Il gestore di rete attiva la connessione entro 10 (dieci) giorni lavorativi a decorrere dall'ultima tra:
 - la data di attivazione su GAUDÌ dello stato di “UP Abilitata ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio” e “Impianto Abilitato ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio” di cui al comma 10.10 e
 - la data di ricevimento dei documenti necessari all'attivazione della connessione in prelievo, trasmessi dalla società di vendita, nei soli casi diversi da quelli di cui al comma 10.11.
 A tali fini, il gestore di rete comunica tempestivamente al richiedente la disponibilità all'attivazione della connessione, indicando alcune possibili date. Il documento relativo alla disponibilità all'attivazione della connessione viene trasmesso secondo modalità che consentano l'immediato ricevimento (fax, posta elettronica certificata, portale informatico qualora disponibile).”;
- all'articolo 10, alla fine del comma 10.9, sono aggiunte le seguenti parole: “Entro 10 (dieci) giorni lavorativi dalla data di ricevimento del regolamento di esercizio, verificata la completezza delle informazioni, il gestore di rete provvede a segnalare su GAUDÌ l'avvenuta sottoscrizione del regolamento di esercizio. In particolare, nel caso di ASSPC, il regolamento di esercizio deve essere sottoscritto sia dal produttore che dal cliente finale presenti nell'ASSPC.”;
- all'articolo 10, comma 10.10, dopo le parole “10.6” sono aggiunte le seguenti: “bis”;
- all'articolo 10, i commi 10.11 e 10.12 sono sostituiti con i seguenti: “
 10.11 Ai fini dell'attivazione della connessione, il richiedente deve aver sottoscritto un contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata. In assenza di un contratto già siglato, qualora l'energia elettrica prelevata sia unicamente destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, il gestore di rete provvede ad inserire il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia o la maggior tutela secondo la regolazione vigente e a darne tempestiva comunicazione al medesimo esercente. Decorso 10 (dieci) giorni lavorativi dall'invio di tale informativa, procede comunque all'attivazione della connessione. La predetta informativa deve essere effettuata attraverso un canale di posta elettronica certificata o attraverso un canale di comunicazione che fornisca al medesimo gestore di rete idonea documentazione elettronica attestante l'invio e l'avvenuta consegna. Nel caso in cui l'energia elettrica prelevata non serva solo per l'alimentazione dei servizi ausiliari, ai fini dell'attivazione del contratto di fornitura in prelievo, si applica la regolazione prevista per i clienti finali.
 10.12 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore di rete provvede a:

- a) confermare l'entrata in esercizio dell'impianto su GAUDÌ inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP e del relativo impianto;
- b) comunicare al sistema GAUDÌ, secondo le modalità previste da Terna e sulla base della comunicazione di cui al comma 10.6, lettera c), la tipologia di ASSPC associata.

Inoltre, nel solo caso di UP a configurazione semplice, attua quanto previsto dal comma 36bis.4. A seguito dell'inserimento in GAUDÌ della data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP, nonché, qualora necessario, di quanto previsto dal comma 36bis.4, il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto rispettivamente in "UP Connessa e in Esercizio" e "Impianto Connesso e in Esercizio" e notifica il predetto aggiornamento al richiedente, all'impresa distributrice, a Terna, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE. Qualora il caricamento dei predetti dati sia incompleto o non avvenga correttamente, il sistema GAUDÌ notifica al gestore di rete l'esito negativo del caricamento e le motivazioni connesse alla mancata conclusione dell'attività di cui al presente comma. Affinché la conferma, da parte del gestore di rete, dell'entrata in esercizio dell'impianto si possa ritenere avvenuta nel rispetto delle tempistiche di cui al presente comma è necessario che il medesimo gestore trasmetta al sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, tutte le informazioni di cui al presente comma e al comma 36bis.4.”;

- all'articolo 19, dopo il comma 19.9 sono aggiunti i seguenti: “
 - 19.10 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione di accettazione del preventivo di cui al comma 19.6, il gestore di rete registra nel sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, i dati anagrafici relativi al punto di connessione oggetto della richiesta di connessione, il relativo POD, il codice di rintracciabilità della pratica di connessione, il valore della potenza disponibile in immissione e in prelievo al termine del processo di connessione, entrambi espressi in kW, l'indicazione sulla tipologia di punto di connessione (immissione pura o di immissione e prelievo) e nel caso di punto di immissione e prelievo, la tipologia di SSPC dichiarata in fase di richiesta di connessione.
 - 19.11 Nei casi in cui il gestore di rete responsabile dell'erogazione del servizio di connessione sia Terna, il medesimo, in deroga a quanto previsto al comma 19.10, definisce proprie modalità per il caricamento in GAUDÌ dei dati anagrafici relativi al punto di connessione.”;
- all'articolo 23, il comma 23.3 è sostituito con i seguenti: “
 - 23.3 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia al gestore di rete:
 - a) la comunicazione di ultimazione dei lavori, evidenziando che i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla

costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante corredata dalla eventuale documentazione tecnica prevista dalle MCC del gestore di rete.

Tale comunicazione deve essere effettuata con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e, in caso di controllo, deve essere eventualmente verificabile sulla base di idonea documentazione;

- b) nei casi in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati esclusivamente all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata sia dal futuro produttore che dal futuro cliente finale in cui si attesti in quale tipologia di ASSPC rientra la configurazione impiantistica che sussisterà a valle del punto di connessione a seguito del completamento del procedimento di connessione;
- c) nei casi di cui alla lettera b), una comunicazione in merito alla volontà di acquisire la qualifica di SEU previa istanza al GSE, qualora ne ricorrano le circostanze.

23.3bis Il gestore di rete, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dal ricevimento della documentazione completa di cui al comma 23.3, verificata la completezza della predetta documentazione, comunica al sistema GAUDÌ la data di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione, come rilevata dalla dichiarazione sostitutiva di cui al comma 23.3. Qualora la documentazione di cui al comma 23.3 risulti incompleta, con le medesime tempistiche il gestore di rete procede ad inviare una richiesta di integrazione al richiedente.”;

- all'articolo 23, alla fine del comma 23.5, sono aggiunte le seguenti parole: “In particolare nel caso di ASSPC, il regolamento di esercizio deve essere sottoscritto sia dal produttore che dal cliente finale presenti nell'ASSPC.”;
- all'articolo 23, comma 23.6, dopo le parole “23.3” sono aggiunte le seguenti: “bis”;
- all'articolo 23, il comma 23.8 è sostituito con il seguente: “

23.8 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore di rete provvede a:

- a) confermare l'entrata in esercizio dell'impianto su GAUDÌ inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP e del relativo impianto;
- b) comunicare al sistema GAUDÌ, secondo le modalità previste da Terna e sulla base della comunicazione di cui al comma 23.3, lettera b), la tipologia di ASSPC associata.

A seguito dell'inserimento in GAUDÌ della data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP, il sistema GAUDÌ provvede ad aggiornare lo stato dell'UP e del relativo impianto rispettivamente in “UP Connessa e in Esercizio” e “Impianto Connesso e in Esercizio” e a notificare il predetto aggiornamento al richiedente, all'impresa distributrice, a Terna, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE. Qualora il caricamento dei predetti dati sia incompleto o non avvenga correttamente, il

sistema GAUDÌ provvede a notificare al gestore di rete l'esito negativo del caricamento e le motivazioni connesse alla mancata conclusione dell'attività di cui al presente comma. Affinché la conferma, da parte del gestore di rete, dell'entrata in esercizio dell'impianto si possa ritenere avvenuta nel rispetto delle tempistiche di cui al presente comma è necessario che il medesimo gestore trasmetta al sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, tutte le informazioni di cui al presente comma.”;

- all'articolo 36, comma 36.2, dopo le parole “ARG/elt 124/10,” sono aggiunte le seguenti parole: “nonché dal punto 8. della deliberazione 578/2013/R/eel”;
 - all'articolo 36bis, comma 36bis.1, alla fine della lettera a), sono aggiunte le seguenti parole: “. Qualora sul punto di connessione su cui insiste l'impianto oggetto della richiesta di connessione insistono altri impianti di produzione o di consumo, lo schema unifilare deve riportare l'indicazione di tutte le UP e UC presenti a valle del punto di connessione, nonché la localizzazione delle apparecchiature di misura e degli eventuali ulteriori punti di connessione dei predetti impianti alla rete pubblica;”;
 - all'articolo 36ter, comma 36ter.1, alla fine della lettera a), sono aggiunte le seguenti parole: “. Qualora sul punto di connessione su cui insiste l'impianto oggetto della richiesta di connessione insistono altri impianti di produzione o di consumo, lo schema unifilare deve riportare l'indicazione di tutte le UP e UC presenti a valle del punto di connessione, nonché la localizzazione delle apparecchiature di misura e degli eventuali ulteriori punti di connessione dei predetti impianti alla rete pubblica;”.
4. Il TISP è aggiornato nei seguenti punti:
- all'articolo 2, comma 2.2, le parole “, o a un soggetto mandatario del medesimo cliente finale, che è titolare o ha la disponibilità di” sono sostituite dalle seguenti “che è al tempo stesso produttore di energia elettrica da”;
 - all'articolo 2, comma 2.2, dopo la lettera b), sono aggiunte le seguenti parole “o che ha ricevuto mandato senza rappresentanza da un produttore terzo in relazione ai medesimi impianti.”.
5. L'Allegato A alla deliberazione 90/07 è modificato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1, la definizione di “Soggetto Responsabile” è sostituita con la seguente: “
 - **soggetto responsabile** è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h), del decreto ministeriale 19 febbraio 2007. Nel caso di impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, il soggetto responsabile può non coincidere con l'utente dello scambio, come definito dall'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr;”;
 - dopo l'articolo 7, comma 7.1, è aggiunto il seguente: “

7.1bis Ai fini dell'ammissione al premio l'univocità fra il soggetto responsabile di cui al comma 1.1, del presente provvedimento e l'utente dello scambio di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera n), dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr non costituisce una condizione necessaria.”;

- all'articolo 7, il comma 7.4 è sostituito con il seguente: “
7.4 Qualora il cliente finale titolare del punto di connessione tramite cui l'impianto fotovoltaico è connesso alla rete decida, in relazione al predetto impianto, di non avvalersi ulteriormente del servizio di scambio sul posto, viene meno il diritto per il soggetto responsabile al riconoscimento del premio a decorrere dal giorno successivo a quello di cessazione del contratto di scambio sul posto.”.
6. L'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 181/10 è modificato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1 la definizione di “Soggetto Responsabile” è sostituita con la seguente: “
 - **Soggetto Responsabile** è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto ministeriale 6 agosto 2010. Nel caso di impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, il soggetto responsabile può non coincidere con l'utente dello scambio, come definito dall'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr;”;
 - dopo l'articolo 10, comma 10.1, è aggiunto il seguente: “
10.1bis Ai fini dell'ammissione al premio l'univocità fra il Soggetto Responsabile di cui al comma 1.1, del presente provvedimento e l'utente dello scambio di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera n), dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr non costituisce una condizione necessaria.”;
 - all'articolo 10, il comma 10.4 è sostituito con il seguente: “
10.4 Qualora il cliente finale titolare del punto di connessione tramite cui l'impianto fotovoltaico è connesso alla rete decida, in relazione al predetto impianto, di non avvalersi ulteriormente del servizio di scambio sul posto, viene meno il diritto per il Soggetto Responsabile al riconoscimento del premio a decorrere dal giorno successivo a quello di cessazione del contratto di scambio sul posto.”.
7. Il GSE aggiorna le disposizioni in materia di erogazione del servizio di scambio sul posto e le disposizioni in materia di attuazione dei decreti interministeriali 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 al fine di tener conto delle modifiche introdotte, con il presente provvedimento, nel TISP nonché nelle deliberazioni 90/07 e ARG/elt 181/10. A tal fine prevede che, a decorrere dall'1 luglio 2014, in occasione del primo rinnovo utile della convenzione per la regolazione dello scambio sul posto sia verificata la coincidenza fra l'utente dello scambio e il cliente finale titolare del punto di connessione tramite cui l'impianto fotovoltaico è connesso alla rete.
8. Ai fini della corretta applicazione di quanto disposto al punto 3. del presente provvedimento, Terna, entro il 31 dicembre 2014, modifica il sistema GAUDÌ prevedendo che, a seguito dell'inserimento da parte del produttore del codice di rintracciabilità e del codice POD ai sensi del comma 36.2 del TICA, il GAUDÌ verifichi la coerenza dei predetti dati con i dati comunicati dal gestore di rete ai sensi dei commi 7.8bis e 19.10 del TICA. Terna prevede altresì che il sistema GAUDÌ, in caso di esito positivo della predetta verifica, permetta di completare la registrazione del produttore, mentre, in caso di esito negativo sospenda la

registrazione evidenziando le cause di incongruenza al produttore e al gestore di rete.

9. Ai fini dell'attuazione di quanto previsto ai punti 3. e 8., i gestori di rete, secondo modalità e tempistiche definite da Terna, procedono ad inviare al sistema GAUDÌ le anagrafiche POD relative a tutti gli impianti di produzione connessi alla propria rete, nonché a garantire il loro tempestivo aggiornamento anche qualora le modifiche alle predette anagrafiche derivino da attività che non impattano direttamente sugli impianti di produzione inseriti in GAUDÌ.
10. I gestori di rete modificano i propri sistemi informatici e i propri portali affinché le nuove disposizioni introdotte nel TICA ai sensi del punto 3. siano pienamente operative dall'1 gennaio 2015, prevedendo modalità transitorie per l'anno 2014 atte a garantire la connessione degli ASSPC.
11. I gestori di rete implementano un sistema informatico che consenta di rendere disponibili ad ogni produttore di energia elettrica, nonché ai clienti finali presenti all'interno di un ASSPC, le misure di propria competenza relative all'energia elettrica immessa e prelevata, all'energia elettrica prodotta e consumata (ove presenti), nonché gli eventuali algoritmi con cui sono determinate. Le predette misure vengono rese disponibili secondo modalità e tempistiche da definire con successivo provvedimento.
12. È istituito presso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas il registro delle cooperative storiche e il registro dei consorzi storici. Con successivo provvedimento verranno definite le modalità e le tempistiche per l'iscrizione ai predetti registri e per i successivi aggiornamenti.
13. È dato mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, d'intesa con il Direttore della Direzione Mercati, di istruire l'avvio di un procedimento per ridefinire la ripartizione degli oneri tra le diverse categorie di utenza nonché per la rimodulazione complessiva dei valori unitari delle tariffe a copertura dei predetti oneri, anche in relazione all'incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse, tenendo conto dei diversi sistemi e delle relative modalità di prelievo e fermi restando i principi generali di *cost reflectivity* delle tariffe.
14. Il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it ed entra in vigore l'1 gennaio 2014.

12 dicembre 2013

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

**TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
PER LA REGOLAZIONE DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO
(TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO – TISSPC)**

PARTE I

PARTE GENERALE

TITOLO I

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Definizioni

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al Testo Integrato Trasporto, le definizioni di cui al Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), oltre alle seguenti:
- a) **altri autoproduttori (AA)**: tutti gli autoproduttori che non rientrano nei SAP. Vi rientrano le cooperative storiche senza rete, le altre cooperative storiche in relazione ai soli soci connessi ad una rete terza, i consorzi storici senza rete, gli altri consorzi storici in relazione ai soli soci connessi ad una rete terza e le persone fisiche o giuridiche che producono energia elettrica e la utilizzano per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, per la parte di energia elettrica che per le predette finalità viene trasportata tramite la rete pubblica;
 - b) **altri sistemi esistenti (ASE)**: sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il presente provvedimento nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario;
 - c) **altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC)**: l'insieme delle seguenti sottocategorie di SSPC:
 - i. i sistemi efficienti di utenza (SEU);
 - ii. i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici;
 - iii. gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP);
 - iv. altri sistemi esistenti (ASE).
 - d) **altro sistema di autoproduzione (ASAP)**: sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
 - e) **autoproduttore**: ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99, la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di

produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999. In particolare gli autoproduttori possono essere suddivisi in due sottoinsiemi: i sistemi di autoproduzione (SAP) e gli altri autoproduttori (AA);

- f) **bonus elettrico:** la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti domestici disagiati di cui all'Allegato A alla deliberazione 402/2013/R/com;
- g) **cliente finale:** persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private;
- h) **cliente socio:** un cliente socio diretto o un cliente socio connesso ad una rete elettrica che non è nella disponibilità della/del cooperativa storica/consorzio storico (rete terza);
- i) **cliente socio diretto:** un soggetto titolare di un'utenza direttamente connessa alla rete elettrica nella disponibilità della/del cooperativa storica/consorzio storico e socio della/del cooperativa/consorzio medesima/o;
- j) **cliente socio connesso ad una rete terza:** un socio della/del cooperativa storica/consorzio storico titolare di un'utenza connessa alla rete elettrica nella disponibilità di un soggetto diverso dalla/dal cooperativa/consorzio stessa/o;
- k) **connessione diretta ad una rete:** una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete senza l'interposizione di elementi di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete;
- l) **connessione indiretta ad una rete:** una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete tramite l'interposizione di elementi di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete;
- m) **connessione di emergenza contro il rischio di morosità:** una connessione specifica per gli ASSPC, realizzata ai sensi dei commi 18.3, 18.4 e 18.5 del presente provvedimento, che prevede la realizzazione di un punto di connessione di emergenza attivabile esclusivamente in presenza di una riduzione in potenza o di una disconnessione per morosità del cliente finale presente nell'ASSPC;
- n) **consorzi storici:** i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999;
- o) **consorzio storico dotato di rete propria:** un consorzio storico che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- p) **consorzio storico senza rete:** un consorzio storico che non ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;

- q) **cooperativa storica:** ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1643/62;
- r) **cooperativa storica concessionaria:** una cooperativa storica che ha ottenuto la concessione per la distribuzione come definita al comma 1.1 del TIT;
- s) **cooperativa storica non concessionaria:** una cooperativa storica che opera in un ambito territoriale per il quale una impresa distributrice terza ha ottenuto la concessione per la distribuzione come definita al comma 1.1 del TIT;
- t) **cooperativa storica dotata di rete propria:** una cooperativa storica che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- u) **cooperativa storica senza rete:** una cooperativa storica non concessionaria che non ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- v) **gruppo societario:** insieme di società tra le quali sussistono rapporti di controllo di diritto o di fatto come definiti dall'articolo 3, paragrafo 2, del regolamento (CE) 139/2004 del Consiglio del 20 gennaio 2004 e sue successive modifiche;
- w) **impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento** (di seguito: **impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento**): per un dato anno n, un impianto di produzione che rispetta le condizioni di cui al decreto legislativo 20/07 e al decreto 4 agosto 2011 e per il quale la grandezza E_{CHP} , definita dai medesimi decreti, è risultata nell'anno n-1, superiore o pari alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica;
- x) **impianto di produzione o impianto di produzione di energia elettrica:** l'insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica. Esso comprende l'edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l'insieme, funzionalmente interconnesso:
 - delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica e
 - dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei servizi ausiliari di impianto e dei trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

L'interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione;

- y) **nuova cooperativa:** un soggetto giuridico, diverso dalla cooperativa storica, organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci;
- z) **nuovo consorzio:** un soggetto giuridico, diverso dal consorzio storico, organizzato in forma consortile, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci;
- aa) **periodo di vigenza della qualifica di SEESEU-C:** il periodo che decorre dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento e termina il 31 dicembre 2015;
- bb) **piena disponibilità di un'area:** possesso, in relazione ad una determinata area, di un diritto di proprietà o di altri titoli quali il possesso di un diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale quale un contratto di comodato d'uso o di locazione. Il diritto di servitù non è un titolo idoneo a ritenere un'area nella piena disponibilità di un soggetto;
- cc) **potenza di un impianto** ai fini del presente provvedimento:
 - per gli impianti fotovoltaici, la somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite dalle rispettive norme di prodotto;
 - per gli altri impianti, la somma delle potenze attive nominali dei gruppi di generazione che costituiscono l'impianto;
- dd) **potenza attiva nominale di un gruppo di generazione:** la somma aritmetica delle potenze nominali attive dei generatori elettrici principali, compresi quelli di riserva, di cui è composto il gruppo di generazione. Nel solo caso in cui uno o più alternatori siano azionabili alternativamente e singolarmente da un unico motore primo, ai fini del calcolo della potenza attiva nominale del gruppo, si considera il solo alternatore di potenza maggiore;
- ee) **produttore di energia elettrica o produttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione;
- ff) **rete elettrica:** sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica;
- gg) **rete pubblica:** una qualsiasi rete elettrica gestita da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Tali gestori, essendo esercenti di un pubblico servizio, hanno l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste;

- hh) **sistema di autoproduzione (SAP):** sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 1643/62, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999;
- ii) **sistema efficiente di utenza (SEU):** sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza complessivamente non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- jj) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU):** realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv. e v.:
- i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
 - ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
 - iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU;
 - iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema;
 - v. sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
- kk) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo A (SESEU-A):** i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iv. del comma 1.1, lettera jj);

- ll) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo B (SESEU-B)**: i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iii. del comma 1.1, lettera jj), nonché, a decorrere dall'1 gennaio 2016, i sistemi inizialmente rientranti tra i SESEU-C che soddisfano i requisiti di cui al comma 26.1 o al comma 26.2 del presente provvedimento;
- mm) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo C (SESEU-C)**: i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e v. del comma 1.1, lettera jj);
- nn) **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)**: insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico;
- oo) **SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento**: un SSPC i cui elementi costitutivi (impianti di produzione, unità di consumo, collegamento privato tra impianti di produzione di energia elettrica e unità di consumo, connessione alla rete pubblica), alla data di entrata in vigore del presente provvedimento sono stati realizzati ed entrati in esercizio;
- pp) **unità di consumo (UC)**: insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa coincide con la singola unità immobiliare o con l'insieme costituito dalla singola unità immobiliare e dalle sue relative pertinenze. Il predetto insieme può anche coincidere con un insieme di unità immobiliari a condizione che ricorrano entrambe le seguenti condizioni:
- sono unità immobiliari localizzate su particelle catastali contigue in un unico sito produttivo e nella piena disponibilità della medesima persona giuridica;
 - sono unità immobiliari utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate in via esclusiva alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.
- Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3 del TIC o di cui al comma 9.1 del presente provvedimento. Ad ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
- qq) **unità di produzione (UP)**: l'insieme di uno o più gruppi di generazione connessi alle reti pubbliche anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza e nella disponibilità di un utente del dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite da Terna nel Capitolo 4 al Codice di rete ed approvate dall'Autorità, e tali che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione;

- rr) **unità immobiliare:** l'unità immobiliare come definita dalle norme in materia catastale, dotata di propria autonomia funzionale e reddituale;
- ss) **utente del dispacciamento:** il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione 111/06;
- tt) **valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento (di seguito: valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento):** valutazione di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento effettuata sulla base dei dati di progetto dell'impianto;
- uu) **Cassa:** la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- vv) **GAUDI:** il sistema di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all'articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, e alla deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10;
- ww) **GSE o Gestore dei Servizi Energetici:** la società Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- xx) **Terna:** la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. alla quale, ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, sono attribuite a titolo di concessione le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale;
- yy) **TIBEG o Testo Integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, come successivamente modificato e integrato;
- zz) **TIC o Testo Integrato Connessioni:** Allegato C alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
- aaa) **TICA o Testo Integrato delle Connessioni Attive:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;
- bbb) **TICOOP o Testo Integrato delle Cooperative:** l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel, come successivamente modificato e integrato;
- ccc) **TIME o Testo Integrato Misura Elettrica:** Allegato B alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
- ddd) **TIQE 2012-2015 o Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia Elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, come successivamente modificato e integrato;

- eee) **TIQV o Testo Integrato della Qualità della Vendita:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, come successivamente modificato e integrato;
- fff) **TIS o Testo Integrato Settlement:** l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato;
- ggg) **TISP o Testo Integrato Scambio sul Posto:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, come successivamente modificato e integrato;
- hhh) **TIT o Testo Integrato Trasporto:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
- iii) **TIU o Testo Integrato Unbundling:** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, come successivamente integrato e modificato, approvato con deliberazione 11/07.

Articolo 2

Finalità

- 2.1 Il presente provvedimento persegue le seguenti finalità:
 - a) dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 10 del decreto legislativo 115/08 e dall'articolo 33, comma 5, della legge 99/09 in relazione ai sistemi semplici di produzione e consumo;
 - b) assicurare parità di trattamento, imparzialità e trasparenza nell'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita a tutti gli utenti dei sistemi semplici di produzione e consumo;
 - c) completare il quadro definitorio in materia di sistemi semplici di produzione e consumo identificando le diverse tipologie di sistemi ammissibili sulla base della normativa primaria esistente. Ciò al fine di chiarire il perimetro entro cui l'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica tramite collegamenti privati si configura come attività libera di autoapprovvigionamento energetico e non confligge con lo svolgimento dei pubblici servizi di trasmissione e distribuzione di energia elettrica (servizi questi ultimi che possono essere svolti esclusivamente in regime di concessione).

Articolo 3

Oggetto

- 3.1 Con il presente provvedimento viene individuato il perimetro entro cui può svolgersi l'attività libera di autoapprovvigionamento energetico e vengono disciplinate le modalità specifiche da applicare ai sistemi semplici di produzione e consumo di cui all'articolo 1, comma 1, lettera nn), in relazione alle disposizioni in materia di:

- a) erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, come regolati dal TIT;
- b) erogazione dei servizi di misura dell'energia elettrica come regolati dal TIME e dalla deliberazione 88/07;
- c) erogazione del servizio di connessione, come regolato dal TIC e dal TICA;
- d) regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQE 2012-2015;
- e) regolazione della qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQV;
- f) trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità, come regolata dalla deliberazione ARG/com 202/09;
- g) codice di condotta commerciale, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 105/06;
- h) erogazione del servizio di dispacciamento, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dal TIS;
- i) erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, 73/07, come regolati dal TIV;
- j) scambio sul posto, come regolato dal TISP;
- k) incentivi per la produzione di energia elettrica tramite impianti da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento di cui ai decreti legislativi 79/99, 387/03, 20/07, 28/11, nonché alle leggi 239/04, 222/07 e 244/07;
- l) ritiro dedicato, come regolato dalla deliberazione 280/07;
- m) bonus elettrico, come regolato dal TIBEG;
- n) disposizioni in materia di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*), come regolate dal TIU.

Articolo 4

Principi generali

- 4.1 Ai fini del presente provvedimento sono individuate le seguenti categorie di sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC):
 - a) i sistemi di autoproduzione (SAP);
 - b) i sistemi efficienti di utenza (SEU);
 - c) gli altri sistemi esistenti (ASE);
 - d) i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).
- 4.2 Nell'ambito dei SAP è possibile distinguere:
 - a) le cooperative storiche dotate di rete propria;
 - b) i consorzi storici dotati di rete propria;
 - c) gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP).

In particolare le cooperative storiche dotate di rete propria ed i consorzi storici dotati di rete propria sono ricompresi nell'ambito dei SAP esclusivamente in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti.
- 4.3 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento, un sistema elettrico che possiede tutti i requisiti per poter essere classificato in

almeno due delle categorie di cui al comma 1.1, lettere b), hh), ii), jj), viene classificato come:

- i) SEESEU-A, qualora il predetto sistema rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera kk);
 - ii) SEESEU-B, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato come SEESEU-A ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ll);
 - iii) SEU, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ii);
 - iv) SEESEU-C, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera mm);
 - v) ASAP, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera hh);
 - vi) ASE, qualora il predetto sistema rispetta esclusivamente i requisiti di cui al comma 1.1, lettera b).
- 4.4 Nuove configurazioni impiantistiche caratterizzate dalla presenza di una o più unità di consumo e una o più unità di produzione, che non rientrano nella categoria delle reti elettriche, né in alcuno dei sottoinsiemi che compongono l'insieme dei SSPC, sono configurazioni non ammissibili e pertanto non devono essere connesse alla rete elettrica.
- 4.5 Le disposizioni dell'Autorità richiamate al precedente comma 3.1, lettera da a) a n), sono applicabili ai SSPC di cui al comma 4.1, salvo quanto diversamente disposto dal presente provvedimento.

PARTE II

DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI DIVERSI SERVIZI ELETTRICI NEL CASO DI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

TITOLO I LE COOPERATIVE STORICHE DOTATE DI RETE PROPRIA

Articolo 5

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso delle cooperative storiche dotate di rete propria

- 5.1 Le cooperative storiche dotate di rete propria sono le cooperative storiche concessionarie e non concessionarie di cui alle Parti II e III del TICOOP.
- 5.2 Nel caso delle cooperative storiche dotate di rete propria, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle Parti I, II e III del TICOOP.

TITOLO II
I CONSORZI STORICI DOTATI DI RETE PROPRIA

Articolo 6

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso dei consorzi storici dotati di rete propria

- 6.1 Nel caso dei consorzi storici dotati di rete propria, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle Parti I e III del TICOOP, fermo restando quanto previsto al comma 6.2.
- 6.2 In deroga a quanto previsto dall'articolo 17, comma 17.1, del TICOOP, i consorzi storici dotati di rete propria vengono classificati come SEESEU-C. A seguito della conclusione del periodo di vigenza del trattamento associato ai SEESEU-C, il consorzio storico, con riferimento ai punti di prelievo nella titolarità di clienti soci diretti, determina la quota di gettito da versare alla Cassa relativo alle componenti di cui agli articoli 15 e 38 del TIT e all'aliquota di cui alla tabella 11 del TIQE 2012-2015, come somma degli importi così calcolati:
- i. l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, all'energia elettrica prelevata da ciascun punto di prelievo nella titolarità di un cliente socio diretto e privo di autoconsumo, le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh delle medesime componenti tariffarie, secondo la tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
 - ii. l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, per ciascun punto di prelievo nella titolarità di un cliente socio diretto e privo di autoconsumo, le aliquote espresse in centesimi di euro/kW e/o centesimi di euro/punto di prelievo delle medesime componenti tariffarie, secondo la tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
 - iii. l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, per ciascun punto di prelievo nella titolarità di un cliente socio diretto e caratterizzato dalla presenza di autoconsumo, le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/kW e/o centesimi di euro/punto di prelievo delle medesime componenti tariffarie, secondo le modalità di cui alla parte II, titolo III, del presente provvedimento.
- 6.3 Cassa riscuote l'ammontare derivante dall'applicazione del comma 6.2 secondo modalità e tempistiche determinate dalla medesima. A tal fine Cassa verifica quanto trasmesso dal consorzio, avvalendosi eventualmente di Terna, del GSE, delle imprese distributrici e delle dichiarazioni fornite dai soggetti presenti nel consorzio all'Agenzia delle Dogane.

TITOLO III
GLI ALTRI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

Articolo 7

Attività necessarie a qualificare un ASSPC

- 7.1 Nel caso di un ASSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento e che:
- a) usufruisce del servizio di scambio sul posto, il GSE procede in modo autonomo ed automatico, senza alcun intervento da parte del produttore o del cliente finale, a qualificare tale configurazione come SEESEU-B secondo le modalità definite dal medesimo GSE;
 - b) non usufruisce del servizio di scambio sul posto, il produttore e il cliente finale presentano al GSE secondo modalità e tempistiche definite dal medesimo GSE e indicando un unico referente, una dichiarazione sostitutiva di atto notorio congiunta, redatta ai sensi del DPR 445/00, in cui si dichiara che l'ASSPC è già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, rientra fra i SEESEU-A, fra i SEESEU-B, fra i SEU o fra i SEESEU-C, l'eventuale possesso dei requisiti di cui al comma 26.1 o al comma 26.2 e l'eventuale volontà di avvalersene ai fini dell'ottenimento della qualifica di SEESEU-B, il codice identificativo relativo a convenzioni cessate o in essere con il GSE per l'accesso ad incentivi o regimi amministrati, l'elenco dei codici POD che identificano i punti di connessione alla rete pubblica, i codici CENSIMP dei singoli impianti di produzione presenti nell'ASSPC, i dati relativi al cliente finale e al produttore, lo schema unifilare dell'ASSPC comprensivo dell'indicazione delle diverse unità di produzione e di consumo, dei punti di misura e dei punti di connessione alla rete pubblica.
- 7.2 La mancata trasmissione al GSE, entro le tempistiche definite dal medesimo, dei dati di cui al comma 7.1 comporta l'esclusione dall'accesso ai benefici previsti per il periodo tra la data di entrata in vigore del presente provvedimento e l'ultimo giorno del mese in cui viene inviata la documentazione di cui al comma 7.1.
- 7.3 Nel caso di un ASSPC non ancora in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento:
- a) qualora non si voglia procedere a richiedere per il predetto ASSPC la qualifica di SEESEU o SEU, si applica il normale iter di connessione secondo quanto disposto al successivo Articolo 8;
 - b) qualora si voglia, invece, procedere a richiedere per il predetto ASSPC la qualifica di SEESEU-A, SEESEU-B o SEU, entro 60 (sessanta) giorni solari dalla data di entrata in esercizio dell'ASSPC nella sua ultima configurazione, al termine dell'iter di connessione svolto ai sensi del successivo Articolo 8, il produttore e il cliente finale inoltrano una richiesta congiunta di qualifica al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, indicando un referente unico. Nel caso in cui la presente richiesta sia inviata al GSE oltre i sessanta giorni solari dalla data di entrata in esercizio dell'ASSPC, i benefici previsti per i SEESEU-A, i SEESEU-B e i SEU, ove spettanti, si applicano a partire dal primo giorno del mese successivo alla data di invio della richiesta al GSE.

Articolo 8

Disposizioni in materia di connessione alla rete pubblica di un ASSPC

- 8.1 Ai fini della connessione alla rete pubblica di un ASSPC o di una modifica alla connessione esistente per effetto di interventi realizzati su un ASSPC si applicano le disposizioni di cui al TIC e al TICA. In particolare:
- a) nel caso in cui si presenti una richiesta di connessione alla rete pubblica in immissione e in prelievo, con richiesta in prelievo destinata all'alimentazione di utenze diverse dagli ausiliari di centrale, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 40, comma 40.1, del TICA il servizio di connessione è erogato applicando le procedure previste dal TICA e ponendo il corrispettivo per la connessione pari a quello che, complessivamente, sosterebbe un cliente finale che chiede prima la connessione dell'utenza passiva ai sensi del TIC e poi la connessione dell'impianto di produzione ai sensi del TICA;
 - b) nei casi in cui si presenti una richiesta di modifica della connessione esistente ai fini della realizzazione di un ASSPC:
 - si applica il TIC qualora la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in prelievo;
 - si applica il TICA qualora la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in immissione.
- 8.2 A seguito della connessione alla rete di un ASSPC la titolarità del punto di connessione alla rete pubblica è sempre posta in capo al cliente finale presente all'interno dell'ASSPC. Qualora il cliente finale richieda al gestore di rete una modifica della connessione esistente che modifica la potenza in immissione richiesta, il gestore di rete all'atto dell'invio del preventivo di connessione informa il produttore della richiesta di modifica presentata.
- 8.3 In tutti i casi in cui vengono apportate modifiche ad un ASSPC, il cliente finale o il produttore, previo mandato senza rappresentanza del cliente finale, presenta una richiesta di adeguamento di una connessione esistente. Qualora la predetta richiesta sia relativa ad un punto di connessione su cui già insiste un ASSPC, il richiedente è tenuto ad allegare una dichiarazione di atto notorio in cui si attesti che le modifiche apportate non determinano il venir meno delle condizioni di ASAP, ASE, SEU o SEESEU. Il richiedente, qualora la richiesta di adeguamento di una connessione esistente interessi un SEU o un SEESEU deve obbligatoriamente comunicare al GSE, entro 60 (sessanta) giorni solari dalla data di conclusione dell'iter di adeguamento della connessione esistente, le modifiche effettuate secondo modalità definite dal medesimo GSE.
- 8.4 A seguito della ricezione della comunicazione di cui al comma 8.3, relativa agli interventi di modifica effettuati, il GSE valuta se sussistono i requisiti per essere considerati SEU o SEESEU e ne comunica gli esiti al cliente finale e al produttore presenti nell'ASSPC, nonché al sistema GAUDÌ. Qualora il GSE revochi la qualifica di SEU o SEESEU, il gestore di rete impone, se non presenti, l'installazione dei misuratori dell'energia elettrica prodotta e richiede la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante che la fattispecie rientra in ogni caso in tipologie consentite.

- 8.5 Nei casi in cui venga presentata una richiesta di adeguamento di una connessione esistente relativa ad un ASSPC qualificato come SEU o SEESEU, il gestore di rete informa il GSE secondo modalità da quest'ultimo definite.
- 8.6 In tutti i casi in cui la realizzazione di un ASSPC deriva dalla realizzazione di un collegamento privato che mette in comunicazione uno o più impianti di produzione con unità di consumo in cui almeno uno degli impianti e/o unità di consumo siano già connessi alla rete pubblica, è comunque necessario inviare una richiesta di adeguamento di una connessione esistente. Tale richiesta deve essere inoltrata al gestore della rete su cui insiste il punto di connessione che si vuole utilizzare come principale secondo quanto previsto dall'Articolo 9. In tale richiesta, inviata con le modalità di cui al comma 8.1, devono essere evidenziate le seguenti ulteriori informazioni:
- a) l'esistenza di eventuali ulteriori punti di connessione con le reti pubbliche, i relativi gestori e i relativi POD;
 - b) la richiesta di dismettere i predetti punti di connessione o di modificare l'impianto elettrico dell'ASSPC in modo tale da prevedere che non ci sia alcuna interconnessione circuitale, anche transitoria, tra i predetti punti di connessione;
 - c) la richiesta di mantenere i predetti punti in connessione circuitale e le motivazioni alla base di questa richiesta (connessione di emergenza, ecc.).
- Il gestore di rete, qualora la richiesta sia conforme con le normative e la regolazione vigente, procede all'erogazione del servizio di connessione previo coordinamento con i gestori di rete su cui insistono gli altri punti di connessione.
- 8.7 La richiesta di adeguamento della connessione esistente presentata ai sensi del comma 8.3, qualora sia relativa ad interventi sull'impianto di produzione esistente che non ne modifichino la configurazione inserita in GAUDÌ o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del gestore di rete concessionario sul punto di connessione o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di rete, può essere effettuata con una semplice comunicazione di aggiornamento da inviare al gestore stesso e non comporta il pagamento di alcun corrispettivo.

Articolo 9

Principi per la gestione degli ASSPC con più punti di connessione alla rete pubblica

- 9.1 Per particolari esigenze di esercizio, il gestore di rete, fermo restando quanto previsto dalle Norme del CEI in materia di connessioni alle reti e dalle regole tecniche del Codice di rete, ed in particolare dal paragrafo 7.5.4 della Norma CEI 0-16 e dal paragrafo 7.4.5 della Norma CEI 0-21, può permettere la connessione dell'ASSPC alla rete tramite più punti di connessione. In particolare possono verificarsi tre diverse circostanze:
- a) connessione dell'ASSPC tramite un punto di connessione principale ed uno o più punti di connessione di emergenza;
 - b) connessione dell'ASSPC tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere sempre fra loro separati circuitualmente;

- c) connessione dell'ASSPC tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere interconnessi circuitalmente fra loro.
- 9.2 In presenza di un ASSPC caratterizzato da una configurazione come quella del comma 9.1, lettera a), l'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, ivi incluse le deroghe previste dal presente Titolo III, avviene in coerenza con quanto previsto dall'articolo 10 del TIT. A tal fine, fermo restando quanto previsto dall'Articolo 10 del presente provvedimento:
- a) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT, tenendo conto di quanto previsto dai commi 9.5, 9.7, 9.8, 9.9 e 9.10 del presente provvedimento;
 - b) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica complessivamente attribuita come prelievo al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolata secondo quanto previsto dai commi 9.5, 9.7, 9.8, 9.9 e 9.10, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.
- 9.3 In presenza di un ASSPC caratterizzato da una configurazione come quella del comma 9.1, lettera b), l'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, ivi incluse le deroghe previste dal presente Titolo III, avviene come se ci fossero due o più sistemi distinti ognuno caratterizzato da un proprio distinto punto di connessione, fatto salvo quanto previsto al comma 9.4. A tal fine, fermo restando quanto previsto dall'Articolo 10 del presente provvedimento:
- a) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano a ciascun punto di connessione dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
 - b) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica prelevata tramite ciascun punto di connessione dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.
- 9.4 Nei casi di cui al comma 9.3:
- a) ai fini dell'identificazione del tipo di categoria in cui classificare l'ASSPC si deve tener conto della specifica definizione di impianto di produzione e della potenza complessiva degli impianti di produzione di energia elettrica che caratterizzano l'ASSPC, indipendentemente dal fatto che due o più sezioni di uno dei predetti impianti presentino punti di connessione distinti;

- b) ai fini della verifica del possesso, da parte di uno o più impianti di produzione di energia elettrica, dei requisiti per l'accesso ai diversi strumenti incentivanti o ai regimi amministrati di ritiro dedicato o scambio sul posto, si deve tener conto della specifica normativa.

9.5 In presenza di un ASSPC caratterizzato da una configurazione come quella del comma 9.1, lettera c), l'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, ivi incluse le deroghe previste dal presente Titolo III, avviene come se in realtà l'ASSPC fosse connesso alla rete elettrica esclusivamente tramite il punto di connessione principale, mentre tutti i punti di connessione secondari vengono trattati come punti di interconnessione virtuale fra la rete cui è connesso il punto di connessione principale e la rete su cui insiste ciascun punto di connessione secondario. A tal fine:

- a) con particolare riferimento all'applicazione dei servizi di misura di cui al TIME:
 - il servizio di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura nei punti di connessione secondari viene effettuato dal soggetto che ai sensi del TIME è, in relazione a quel punto di connessione secondario, il responsabile del servizio di installazione e manutenzione del misuratore. A tal fine il predetto responsabile installa apparecchiature di misura che consentano l'applicazione del successivo alinea;
 - il servizio di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di connessione secondari viene effettuato dal medesimo soggetto responsabile del servizio di raccolta e di validazione e registrazione delle misure nel punto di connessione principale.
- b) con particolare riferimento all'applicazione dei corrispettivi tariffari, fermo restando quanto previsto dall'Articolo 10 del presente provvedimento:
 - i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano a ciascun punto di connessione dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
 - i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica complessivamente attribuita come prelievo al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolata secondo quanto previsto dal presente comma e dai commi 9.7, 9.8, 9.9 e 9.10, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

9.6 Per l'attuazione del comma 9.5, lettera a), il responsabile del servizio di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel caso di ASSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, richiede ai responsabili del servizio di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, qualora le

apparecchiature di misura installate nei diversi punti di connessione non siano compatibili coi propri sistemi di telelettura, di procedere al loro adeguamento entro il 31 dicembre 2014.

- 9.7 Ai fini dell'applicazione del comma 9.5, valgono le seguenti convenzioni:
- a) il punto di connessione principale è il punto di connessione al più alto livello di tensione. In presenza di più punti di connessione al medesimo livello di tensione, il punto di connessione principale è individuato utilizzando i seguenti criteri in ordine di priorità:
 - i. se almeno uno dei punti di connessione al medesimo livello di tensione è un punto di connessione alla rete RTN, si suppone che l'ASSPC sia connesso alla RTN e che tale punto sia il punto di connessione principale;
 - ii. se i punti di connessione al medesimo livello di tensione insistono su reti di distribuzione di diverse imprese distributrici, si suppone che l'ASSPC sia connesso alla rete di distribuzione dell'impresa distributtrice sulla cui rete insiste il punto di connessione dell'ASSPC con il maggior valore di potenza disponibile;
 - b) se l'ASSPC presenta più punti di connessione e se, in particolare, il punto di connessione principale è su RTN, mentre i punti di connessione secondari insistono su reti di distribuzione di diversi gestori, l'impresa distributtrice competente ai fini della regolazione dei prelievi e della misura è l'impresa distributtrice sul cui territorio insiste il punto di connessione principale.
- 9.8 Ai fini dell'applicazione del comma 9.5, in relazione all'energia elettrica scambiata nei punti di connessione secondari e alla regolazione del trasporto fra i due gestori di rete si applicano i corrispettivi di cui al Titolo 2, sezione 3, del TIT.
- 9.9 Ai fini dell'applicazione del comma 9.5:
- a) le immissioni di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario nella rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattate come immissioni dell'ASSPC nella rete su cui insiste il punto di connessione principale;
 - b) i prelievi di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario dalla rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattati come prelievi dell'ASSPC dalla rete su cui insiste il punto di connessione principale;
 - c) in presenza di punti di connessione secondari a livello di tensione diverso dal punto di connessione primario, le immissioni e i prelievi di cui alle precedenti lettere a) e b) vengono riportate sul punto di connessione principale applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.
- 9.10 Ai fini dell'applicazione del comma 9.8:
- a) le immissioni di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario nella rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattate come prelievi del gestore di rete su cui insiste il punto di connessione secondario dalla rete su cui insiste il punto di connessione principale;
 - b) i prelievi di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario dalla rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattati

- come immissioni dalla rete su cui insiste il punto di connessione secondario nella rete su cui insiste il punto di connessione principale;
- c) in presenza di punti di connessione secondari a livello di tensione diverso dal punto di connessione primario, le immissioni e i prelievi di cui alle precedenti lettere a) e b) vengono riportate sul punto di connessione principale applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.

9.11 Nel caso di un ASSPC già connesso alla rete pubblica tramite più punti di connessione tra loro circuitualmente interconnessi, le richieste di nuova connessione o di adeguamento di una connessione esistente ai sensi del TIC o del TICA devono essere inoltrate al gestore di rete su cui insiste il punto di connessione principale, anche nel caso in cui l'adeguamento della connessione riguardi punti di connessione secondari. A tal fine, nella richiesta di adeguamento di una connessione, devono essere evidenziate le informazioni utili ad identificare gli altri punti di connessione ed in particolare: i relativi POD e i gestori delle reti su cui tali punti insistono. Sarà cura del gestore della rete su cui insiste il punto di connessione principale attivare un'eventuale procedura di coordinamento con gli altri gestori di rete coinvolti. Si precisa, inoltre, che anche la richiesta di un nuovo punto di connessione dell'ASSPC alla rete pubblica, in aggiunta agli esistenti, indipendentemente dal fatto che esista o meno una connessione circuitale tra i diversi punti, è considerato un adeguamento di una connessione esistente.

Articolo 10

Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata per un ASSPC

- 10.1 Ai fini della corretta erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e dispacciamento, fermo restando quanto previsto al comma 23.2 e ferme restando ulteriori necessità derivanti dalla regolazione dell'Autorità ai fini della corretta applicazione delle norme in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento è necessario disporre, per l'attuazione del presente provvedimento:
- a) dei soli dati relativi all'energia elettrica immessa nella rete pubblica e prelevata dalla rete pubblica, nel caso di un ASSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento che ricade in una delle seguenti casistiche:
- SESEU-A caratterizzato dalla presenza di un'unica unità di produzione;
 - SESEU-B caratterizzato dalla presenza di un unico impianto di produzione la cui unica unità di produzione è un'unità di produzione da fonte rinnovabile;
 - SESEU-B caratterizzato dalla presenza di un unico impianto di produzione la cui unica unità di produzione è un'unità di produzione combinata di energia elettrica e calore, per il periodo compreso tra la data di entrata in vigore del presente provvedimento e il 31 dicembre 2015;

- SESEU-C caratterizzato dalla presenza di un'unica unità di produzione, limitatamente al periodo di vigenza della qualifica di SESEU-C;
 - SEU caratterizzato dalla presenza di un unico impianto di produzione la cui unica unità di produzione è un'unità di produzione da fonte rinnovabile;
- b) dei dati relativi all'energia elettrica immessa nella rete pubblica e prelevata dalla rete pubblica, nonché dei dati dell'energia elettrica prodotta dalle singole unità di produzione, in tutti gli altri casi.
- 10.2 Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica e prelevata dalla predetta rete dalle unità di produzione e consumo che costituiscono un ASSPC, si applicano le disposizioni di cui al TIME.
- 10.3 Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta all'interno di un ASSPC, fermo restando quanto previsto dal comma 10.1, si applicano:
- a) le disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione 88/07 per gli ASSPC connessi alla rete pubblica entro il 26 agosto 2012, nonché quanto previsto dal comma 6.3 dell'Allegato A bis alla deliberazione 88/07;
 - b) le disposizioni di cui all'Allegato A bis alla deliberazione 88/07 per gli ASSPC entrati in esercizio a decorrere dal 27 agosto 2012.
- 10.4 In deroga a quanto previsto al comma 10.3, nei casi di cui al comma 10.1, lettera b), il responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta coincide con il responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata di cui ai commi 4.5, 4.6 e 4.7 del TIME.
- 10.5 Per le finalità di cui al comma 10.4, qualora una o più apparecchiature di misura non abbiano i requisiti di cui all'articolo 6, comma 6.1, dell'Allegato A bis alla deliberazione 88/07, il responsabile, ai sensi del comma 10.3, delle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta procede, entro il 31 ottobre 2015, al loro adeguamento ai predetti requisiti. A tal fine, i responsabili della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIME definiscono un piano di adeguamento delle predette apparecchiature di misura individuando tempistiche tali da permettere il completamento delle attività necessarie all'attuazione del presente articolo e all'applicazione dell'Articolo 12 e dell'Articolo 14 del presente provvedimento entro il 31 ottobre 2015, dandone comunicazione ai soggetti interessati.
- 10.6 In tutti i casi in cui, ai fini dell'attuazione di quanto disposto all'Articolo 9 e all'Articolo 12, è necessario calcolare l'energia elettrica effettivamente consumata all'interno di un ASSPC, il responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIME, procede a definire appositi algoritmi basati sulla rilevazione dei dati di misura dell'energia prodotta, immessa e prelevata di cui ai commi 10.2 e 10.3.

Articolo 11

Profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC

- 11.1 Ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica si applica quanto previsto dall'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dall'articolo 2 del TIT.
- 11.2 Ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica si applica quanto previsto dall'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dall'articolo 2 del TIT.
- 11.3 Il soggetto firmatario dei contratti di cui al comma 11.1 non deve necessariamente coincidere con il soggetto firmatario dei contratti di cui al comma 11.2.
- 11.4 Qualora il cliente finale presente nell'ASSPC non coincida con il produttore presente all'interno del predetto ASSPC tali due soggetti possono liberamente optare per uno tra i seguenti rapporti contrattuali:
 - a) i predetti soggetti (cliente finale e produttore) decidono di gestire separatamente i rapporti contrattuali inerenti i prelievi e le immissioni di energia elettrica nella rete pubblica, pertanto il cliente finale gestisce autonomamente i contratti relativi ai prelievi di energia elettrica, mentre il produttore gestisce i contratti relativi alle immissioni di energia elettrica;
 - b) i predetti soggetti (cliente finale e produttore) decidono che sia il cliente finale a sottoscrivere i contratti di cui ai commi 11.1 e 11.2. In questo caso, quindi, il cliente finale stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell'energia elettrica immessa e prelevata direttamente o per il tramite di un grossista. Nel caso dell'energia elettrica immessa è però necessaria la presenza di un mandato senza rappresentanza rilasciato dal produttore al cliente;
 - c) il cliente finale decide di avvalersi, tramite mandato senza rappresentanza, del produttore al fine della sottoscrizione dei contratti di cui al comma 11.2. In questo caso il produttore gestisce, nei confronti del sistema elettrico, i contratti di cui ai commi 11.1 e 11.2 e quindi, sul piano regolatorio, oltre ad esercitare l'attività di produzione di energia elettrica esercita, in relazione all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata nell'ASSPC, anche l'attività di vendita al dettaglio. Il produttore è soggetto a tutti gli obblighi regolatori a cui è soggetto un esercente l'attività di vendita dell'energia elettrica al dettaglio;
 - d) il cliente finale ed il produttore scelgono di delegare ad un unico soggetto, diverso da essi, la gestione dei contratti di cui ai commi 11.1 e 11.2 per l'accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane il titolare del punto di connessione. In tal caso è il soggetto terzo, diverso da essi, a gestire i contratti per l'accesso al sistema elettrico. A tal fine, il cliente finale dà mandato senza rappresentanza al predetto soggetto terzo per la stipula dei contratti di cui al comma 11.2, mentre il produttore dà mandato senza rappresentanza al medesimo soggetto terzo per la stipula dei contratti di cui al comma 11.1.
- 11.5 I rapporti intercorrenti fra il produttore e il cliente finale presenti all'interno di un ASSPC e aventi ad oggetto l'energia elettrica prodotta e consumata che non

transita attraverso la rete pubblica non sono oggetto di regolazione da parte dell'Autorità e vengono lasciati alla libera contrattazione fra le parti.

- 11.6 I gestori di rete concessionari adeguano i propri sistemi al fine di consentire ai clienti e ai produttori presenti negli ASSPC di scegliere liberamente uno qualunque tra i rapporti contrattuali di cui al presente articolo.

Articolo 12

Disposizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione e distribuzione nel caso di un ASSPC

- 12.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica immessa in rete e prelevata dalla rete da parte di un ASSPC si applica la regolazione di cui al TIT attribuendo tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete al cliente finale presente nell'ASSPC e tutta l'energia elettrica immessa in rete alle diverse unità di produzione presenti, secondo le disposizioni di cui ai successivi commi del presente articolo.
- 12.2 Nel caso dei SEU, il servizio di trasmissione e distribuzione è erogato in coerenza con quanto previsto dal TIT, fermo restando, nel caso di sistemi con più punti di connessione, quanto previsto all'Articolo 9.
- 12.3 In deroga a quanto previsto dall'articolo 44, commi 44.2 e 44.3, del TIT, all'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione presenti nei SEU e consumata direttamente all'interno dei SEU, senza essere prima transitata sulla rete elettrica pubblica, non si applica l'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge 368/03, come aggiornata dall'Autorità.
- 12.4 Nel caso dei SESEU-A si applicano le medesime disposizioni di cui ai commi 12.2 e 12.3 relative ai SEU, indipendentemente dal fatto che la produzione di energia elettrica sia da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento.
- 12.5 Nel caso dei SESEU-B si applicano le medesime disposizioni di cui ai commi 12.2 e 12.3 relative ai SEU. In particolare, nel caso di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, il trattamento tariffario di cui ai commi 12.2 e 12.3 è annualmente subordinato al possesso della qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento.
- 12.6 Nel caso dei SESEU-C:
- a) a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento e fino alla scadenza del periodo di vigenza della qualifica di SESEU-C, si applicano le medesime disposizioni di cui al comma 12.2 relative ai SEU;
 - b) a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del periodo di vigenza della qualifica di SESEU-C, qualora non hanno trovato applicazioni le deroghe di cui all'Articolo 26, si applicano le medesime disposizioni di cui al comma 12.7 relative agli ASSPC diversi dai SEU e dai SESEU.
- 12.7 Nel caso degli ASSPC diversi dai SEU e dai SESEU, il servizio di trasmissione e distribuzione è erogato in coerenza con quanto previsto dal TIT, fermo restando quanto previsto, nel caso di sistemi con più punti di connessione, all'Articolo 9 e prevedendo che le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh di cui

agli articoli 15 e 38 del TIT siano applicate all'energia elettrica consumata dal cliente finale presente all'interno dell'ASSPC, in relazione al livello di tensione del punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto nonché alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

12.8 Per le finalità di cui al comma 12.7, l'impresa distributrice applica quanto previsto al comma 12.2 per i SEU. Il produttore presente all'interno dell'ASSPC applica al cliente finale titolare del punto di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica la differenza tra:

- l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh di cui agli articoli 15 e 38 del TIT all'energia elettrica consumata dal cliente finale presente all'interno dell'ASSPC, in relazione al livello di tensione del punto di connessione principale, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto nonché alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT e
- l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh di cui agli articoli 15 e 38 del TIT all'energia elettrica prelevata dal cliente finale presente all'interno dell'ASSPC, in relazione al livello di tensione del punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto nonché alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

12.9 Per gli ASSPC di cui al comma 12.8 non si applica quanto previsto dall'articolo 44, commi 44.2 e 44.3, del TIT.

12.10 L'impresa distributrice concessionaria competente nel territorio trasmette al produttore e al cliente finale titolare del punto di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica, entro il giorno 7 (sette) di ciascun mese, i dati di misura necessari ai fini del calcolo di cui al comma 12.8.

12.11 Cassa riscuote dal produttore presente nell'ASSPC, secondo modalità e tempistiche definite dalla medesima, la quota di gettito derivante dall'applicazione dei commi 12.8 e 12.9, prevedendo altresì la documentazione che deve essere resa disponibile dal produttore. Cassa verifica quanto trasmesso dal predetto produttore, o da un suo mandatario con rappresentanza, avvalendosi eventualmente di Terna, del GSE, delle imprese distributrici e delle dichiarazioni fornite all'Agenzia delle Dogane dai soggetti presenti negli ASSPC.

Articolo 13

Disposizioni per l'applicazione del TIQE 2012-2015 nel caso di un ASSPC

13.1 Ai fini dell'applicazione dell'Articolo 56 del TIQE 2012-2015 si fa riferimento alla tipologia contrattuale del cliente finale dell'ASSPC.

Articolo 14

Disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di un ASSPC

- 14.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete e prelevata dalla rete da parte di un ASSPC si applica la regolazione di cui all'Allegato A alla deliberazione 111/06 e al TIS attribuendo tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete al cliente finale presente nell'ASSPC e tutta l'energia elettrica immessa in rete alle diverse unità di produzione presenti, secondo le disposizioni di cui ai commi 14.2 e 14.3.
- 14.2 Nel caso degli ASSPC connessi alla rete elettrica tramite un solo punto di connessione o nei casi di cui al comma 9.1, lettera b), la regolazione del servizio di dispacciamento avviene in relazione alle quantità di energia elettrica misurate in ciascun punto di connessione con la rete elettrica.
- 14.3 Nei casi di cui al comma 9.1, lettere a) e c), la regolazione del servizio di dispacciamento avviene in relazione alle quantità di energia elettrica complessivamente attribuite come prelievi e immissioni al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolate secondo quanto previsto dai commi 9.2, 9.5, 9.7 e 9.9.

Articolo 15

Disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela nel caso di un cliente finale presente in un ASSPC

- 15.1 Il cliente finale ricompreso all'interno di un ASSPC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 8, comma 8.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di maggior tutela.
- 15.2 Il cliente finale ricompreso all'interno di un ASSPC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 28, comma 28.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di salvaguardia.
- 15.3 Il diritto di accesso ai servizi di cui ai commi 15.1 e 15.2 può essere esercitato esclusivamente, qualora ne ricorrano le condizioni, dal cliente finale in via diretta. Se il cliente finale decide di avvalersi di un soggetto terzo, ivi incluso il produttore ricompreso nell'ASSPC, per la sottoscrizione dei contratti di cui al comma 11.2, non potrà accedere ai servizi di cui ai predetti commi 15.1 e 15.2.

Articolo 16

Disposizioni specifiche per gli ASSPC con impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore ai fini del rilascio della qualifica di SEU

- 16.1 Nel caso di ASSPC non rientranti tra i SEESEU, caratterizzati dalla presenza di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, qualora si vogliano richiedere i benefici di SEU e qualora l'impianto di produzione combinata sia entrato in esercizio nello stesso anno in cui si presenta la richiesta di cui al comma 7.1 o 7.3 o entro i sei mesi antecedenti l'inizio del predetto anno, il produttore e il cliente finale, indicando un unico referente, trasmettono anche la documentazione

necessaria a richiedere al GSE la valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento.

- 16.2 Nei casi di cui al comma 16.1, in relazione all'anno solare in cui è stata presentata la richiesta di cui al comma 7.1 o 7.3, il GSE rilascia una qualifica provvisoria di SEU sulla base della valutazione preliminare di cui al comma 16.1 e dell'analisi degli altri requisiti sui quali si fonda la qualifica di SEU. Tale qualifica provvisoria, fermo restando il rispetto, a seconda della condizione che l'ASSPC sia già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento o meno, delle tempistiche di cui ai commi 7.2 o 7.3, è valida anche in relazione al periodo intercorrente fra la data di entrata in esercizio dell'ASSPC e la data di presentazione della richiesta di qualifica al GSE ai sensi del comma 7.1 o 7.3.
- 16.3 Nei casi di cui al comma 16.1, in relazione agli anni successivi all'anno di presentazione della richiesta di qualifica di SEU di cui al comma 7.3, il GSE, secondo le modalità e le tempistiche previste dal decreto ministeriale 5 settembre 2011, verifica il possesso dei requisiti di impianto di cogenerazione ad alto rendimento sulla base dei dati di esercizio a consuntivo riferiti all'anno solare precedente e, fermo restando il permanere degli altri requisiti sui quali si fonda la qualifica di SEU, aggiorna la qualifica di SEU comunicandone l'esito al GAUDI secondo modalità definite da Terna.
- 16.4 Qualora nell'anno successivo all'anno di presentazione della richiesta di qualifica di cui al comma 7.3 la verifica di cui al comma 16.3 sia negativa, viene meno anche la qualifica provvisoria di SEU di cui al comma 16.2.
- 16.5 Nei casi diversi da quelli di cui al comma 16.1, la verifica del possesso dei requisiti di impianto di cogenerazione ad alto rendimento viene fatta dal GSE sulla base dei dati di esercizio relativi all'anno precedente l'anno di presentazione della richiesta di qualifica di SEU. A tal fine il produttore e il cliente finale, indicando un unico referente, trasmettono la documentazione necessaria a richiedere al GSE la qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento.
- 16.6 In tutti i casi in cui la verifica di cui al comma 16.3 o 16.5 è negativa, trova applicazione quanto previsto dai commi 12.8 e 12.9.

Articolo 17

Disposizioni specifiche per gli ASSPC con impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore ai fini del rilascio della qualifica di SEESEU-B

- 17.1 Nel caso di ASSPC che ricadono nella categoria di SEESEU e che sono caratterizzati dalla presenza di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, qualora si vogliano richiedere i benefici di SEESEU-B, il produttore e il cliente finale, indicando un unico referente, trasmettono anche la documentazione necessaria a richiedere al GSE la valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento.
- 17.2 In relazione agli anni 2014 e 2015, il GSE rilascia una qualifica provvisoria di SEESEU-B sulla base della valutazione preliminare di cui al comma 17.1 e dell'analisi degli altri requisiti sui quali si fonda la qualifica di SEESEU-B.

- 17.3 In relazione agli anni successivi al 2015, il GSE, secondo le modalità e le tempistiche previste dal decreto ministeriale 5 settembre 2011, verifica il possesso dei requisiti di impianto di cogenerazione ad alto rendimento sulla base dei dati di esercizio a consuntivo riferiti all'anno solare precedente e, fermo restando il permanere degli altri requisiti sui quali si fonda la qualifica di SEESEU-B, aggiorna la qualifica di SEESEU-B comunicandone l'esito al GAUDÌ secondo modalità definite da Terna.
- 17.4 In tutti i casi in cui la verifica di cui ai commi precedenti è negativa, trova applicazione quanto previsto dai commi 12.8 e 12.9.

Articolo 18

Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale presente in un ASSPC

- 18.1 Ai clienti finali morosi, ricompresi all'interno dei SSPC, si applica la regolazione di cui alla deliberazione ARG/elt 4/08. A tal fine la richiesta di sospensione della fornitura di energia elettrica, inoltrata, ai sensi dell'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 4/08, dal venditore all'impresa distributrice viene effettuata da quest'ultima coerentemente a quanto disposto dall'articolo 5 della medesima deliberazione.
- 18.2 Prima di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura ai sensi dell'articolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 4/08, l'impresa distributrice inoltra una comunicazione al produttore al fine di evidenziargli la data a seguito della quale non potrà più immettere energia elettrica in rete a causa della condizione di morosità in cui si trova il cliente finale presente nell'ASSPC. Qualora sussistano le condizioni di cui all'articolo 5, comma 5.5, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 4/08, l'impresa distributrice inoltra un'analogia comunicazione al produttore anche prima dell'effettuazione dell'intervento di riduzione della potenza di cui al predetto comma 5.5.
- 18.3 Qualora il produttore presente all'interno di un ASSPC voglia evitare che, a seguito di una condizione di morosità gravante sul cliente finale, l'impianto di produzione sia impossibilitato ad immettere energia elettrica nella rete elettrica pubblica, può richiedere la realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità. A tal fine, il produttore, all'atto della richiesta di connessione o in un qualsiasi momento successivo, inoltra al gestore della rete cui l'ASSPC è connesso una richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità.
- 18.4 La richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità viene gestita dal gestore di rete concessionario ai sensi del TICA, prevedendo che:
- a) nei casi in cui la potenza in immissione richiesta sul punto di emergenza sia minore o uguale alla potenza in immissione richiesta sul punto di connessione dell'ASSPC, la richiesta di connessione di emergenza contro il rischio di morosità sia gestita, ai fini del calcolo del corrispettivo di connessione, come una richiesta di nuova connessione, mentre ai fini della definizione della STMG ed eventualmente della STMD, sia gestita come se la potenza in immissione richiesta fosse stata già prenotata dal produttore all'atto della richiesta di connessione dell'ASSPC e quindi già disponibile;

- b) negli altri casi, la richiesta di connessione di emergenza contro il rischio di morosità sia gestita come una richiesta di nuova connessione presentata ai sensi del TICA.
- 18.5 In presenza di un punto di emergenza realizzato per le finalità di cui al comma 18.3, dovrà essere installato da parte del produttore un dispositivo che permetta l'apertura del collegamento fra l'impianto di produzione e l'utenza del cliente finale a seguito della chiusura del collegamento fra l'impianto di produzione e il punto di emergenza. Il predetto dispositivo dovrà essere installato in un luogo accessibile al gestore di rete e tale da assicurare ad esso la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, nel rispetto di quanto disposto dal decreto legislativo 81/08, in particolare senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'occasione. Il gestore di rete all'atto dell'attivazione della connessione verifica il corretto funzionamento del predetto dispositivo.
- 18.6 Per le finalità di cui al comma 18.5, i gestori di rete, entro il 30 aprile 2014, definiscono una specifica tecnica finalizzata ad individuare le caratteristiche tecniche del dispositivo di cui al predetto comma 18.5, le modalità di installazione, nonché i requisiti necessari per evitare la manipolazione da parte di soggetti diversi dal gestore di rete.

Articolo 19

Disposizioni in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento

- 19.1 Agli impianti di produzione presenti in un ASSPC si applicano le medesime disposizioni, in materia di incentivazione, previste per la generalità degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento.

Articolo 20

Disposizioni in materia di bonus elettrico per i clienti soci

- 20.1 I clienti finali presenti in un ASSPC possono usufruire del *bonus* elettrico con le medesime modalità di cui al TIBEG.

Articolo 21

Disposizioni in materia di separazione amministrativa e contabile

- 21.1 Ai soli fini delle disposizioni regolate dal TIU, la produzione dell'energia elettrica all'interno di un ASSPC è assimilata alla produzione dell'energia elettrica effettuata da autoproduttori di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99, qualora almeno il 70% dell'energia prodotta è consumata in loco.
- 21.2 In tutti i casi diversi da quelli di cui al comma 21.1, la produzione di energia elettrica all'interno di un ASSPC, ai fini del TIU, è considerata attività di produzione di energia elettrica.

Articolo 22

Flussi informativi

- 22.1 Il GSE, entro il 31 ottobre 2014, comunica a ciascun gestore di rete concessionario:
- l’elenco dei SEESEU-C connessi alla propria rete i cui utenti hanno dichiarato di non possedere i requisiti di cui al comma 26.1 o al comma 26.2 o che non se ne vogliono avvalere ai fini di ottenere la qualifica di SEESEU-B;
 - l’elenco dei SEESEU-C connessi alla propria rete i cui utenti hanno dichiarato di possedere i requisiti di cui al comma 26.1 o di volersi avvalere della predetta deroga e che indicano la presenza nell’ASSPC di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore;
 - l’elenco dei SEESEU-B caratterizzati dalla presenza di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, secondo modalità concordate con gli stessi gestori;
 - l’elenco dei SEU già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento che hanno ottenuto la qualifica e che sono caratterizzati dalla presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
 - l’elenco dei SEU già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento che hanno ottenuto la qualifica e che sono caratterizzati dalla presenza di soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili;
 - l’elenco degli ASSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento che non hanno ottenuto la qualifica di SEU o di SEESEU, pur avendola richiesta ai sensi del comma 7.1, lettera b).
- 22.2 Entro il 31 ottobre 2014, il GSE, secondo modalità definite da Terna e sulla base delle informazioni pervenute ai sensi del comma 7.1, verificata la corrispondenza fra quanto dichiarato nelle comunicazioni di cui al comma 7.1, lettera b), e quanto presente in GAUDÌ, provvede a comunicare al sistema GAUDÌ le informazioni inerenti:
- a) gli impianti di produzione che rientrano nei SEU;
 - b) gli impianti di produzione che rientrano nei SEESEU-A;
 - c) gli impianti di produzione che rientrano nei SEESEU-B;
 - d) gli impianti di produzione che rientrano nei SEESEU-C;
- nonché i POD associati alle predette configurazioni e ai predetti impianti.
- 22.3 Il GSE, in esito alle attività di qualifica di cui al comma 7.3, ivi inclusa la verifica della corrispondenza fra quanto dichiarato nelle comunicazioni di cui al comma 7.3 e quanto presente in GAUDÌ, comunica al sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, le informazioni inerenti:
- a) gli impianti di produzione che rientrano nei SEESEU-A;
 - b) gli impianti di produzione che rientrano nei SEESEU-B;
 - c) gli impianti di produzione che rientrano nei SEU;
- nonché i POD associati alle predette configurazioni e ai predetti impianti.
- 22.4 A seguito dell’ottenimento delle informazioni di cui ai commi 22.1, 22.2 e 22.3, il sistema GAUDÌ comunica al gestore di rete alla cui rete è connesso l’ASSPC, nonché all’impresa distributrice competente, qualora l’ASSPC sia connesso alla

RTN, in relazione a ciascuna anagrafica POD l'esistenza di un ASSPC e la sua tipologia.

- 22.5 Il produttore presente nell'ASSPC, direttamente o per il tramite del richiedente la connessione, a seguito della registrazione sul sistema GAUDÌ delle diverse unità di produzione costituenti l'ASSPC, qualora intenda richiedere la qualifica di SEU o SESEU, dovrà dare il consenso all'invio dei dati al GSE.
- 22.6 Terna, sentito il GSE, entro il 31 marzo 2014 integra le presenti disposizioni al fine di definire eventuali ulteriori flussi informativi fra il sistema GAUDÌ e i sistemi del GSE necessari per la completa implementazione del presente provvedimento e le sottopone alla verifica positiva del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.
- 22.7 Terna, sentite le imprese distributrici, entro il 31 maggio 2014 integra le presenti disposizioni al fine di definire eventuali ulteriori flussi informativi fra il sistema GAUDÌ e i sistemi delle imprese distributrici necessari per la completa implementazione del presente provvedimento e le sottopone alla verifica positiva del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.
- 22.8 Nei casi di cui ai commi 12.8 e 23.1, le imprese distributrici e Terna inviano a Cassa i dati necessari per le verifiche di propria competenza.

Articolo 23

Disposizioni specifiche per gli ASSPC caratterizzati da una pluralità di unità di consumo

- 23.1 Nel caso di realizzazione di un ASSPC rientrante fra gli ASAP o gli ASE, caratterizzato dalla presenza di una o più unità di produzione i cui soggetti responsabili (cosiddetti produttori) siano persone giuridiche appartenenti ad uno stesso gruppo societario e più unità di consumo aventi un unico soggetto responsabile (cosiddetto cliente finale) ovvero più soggetti responsabili (cosiddetti clienti finali) appartenenti ad uno stesso gruppo societario, ai fini della regolazione dell'accesso e dell'utilizzo dei servizi di connessione, trasporto e dispacciamento, in parziale deroga a quanto previsto dall'Articolo 12 e dall'Articolo 14:
 - a) tutti i servizi di cui all'articolo 3, comma 3.1, sono erogati in relazione ai punti fisici di connessione alla rete elettrica, in relazione al livello di tensione e ai dati di potenza impegnata e di potenza disponibile in prelievo di ciascuno dei predetti punti e secondo la tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT. A tal fine il titolare dei relativi POD è la società capogruppo cui fanno capo i clienti finali presenti nell'ASSPC o, previo mandato con rappresentanza, una sua controllata;
 - b) la società capogruppo cui fanno capo i clienti finali presenti nell'ASSPC, o l'eventuale mandatario con rappresentanza, con riferimento ai punti di connessione di ciascuna unità di consumo alle linee elettriche di trasporto interne all'ASSPC, versa alla Cassa, secondo modalità e tempistiche definite dalla medesima, la quota di gettito relativa alle componenti di cui agli

articoli 15 e 38 del TIT e all'aliquota di cui alla tabella 11 del TIQE 2012-2015, calcolata come differenza tra:

b1) la somma de:

- l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, all'energia elettrica prelevata da ciascun punto di connessione alle linee elettriche di trasporto interne all'ASSPC relativo a ogni unità di consumo e privo di autoconsumo, e per ciascuno dei predetti punti, le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh, in centesimi di euro/kW e/o centesimi di euro/punto di prelievo delle predette componenti tariffarie, in relazione al livello di tensione e ai dati di potenza impegnata e di potenza disponibile in prelievo di ciascuno dei predetti punti e secondo la tipologia di utenza di appartenenza di cui al comma 2.2 del TIT;
- l'importo che si otterrebbe applicando, in ciascun bimestre, per ciascun punto di connessione alle linee elettriche di trasporto interne all'ASSPC relativo a ogni unità di consumo e caratterizzato dalla presenza di autoconsumo, le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/kW e/o centesimi di euro/punto di prelievo delle medesime componenti tariffarie, secondo le modalità di cui all'Articolo 10, all'Articolo 12 e all'Articolo 14 del presente provvedimento;

b2) gli importi già applicati dall'impresa distributrice, in relazione alle medesime componenti tariffarie, per effetto dell'applicazione di quanto disposto alla precedente lettera a).

23.2 Ai fini dell'applicazione di quanto disposto al comma 23.1, l'impresa distributrice, in presenza di più di una unità di consumo, in aggiunta a quanto previsto all'Articolo 10, procede ad installare su ciascun punto di connessione delle unità di consumo alle linee elettriche di trasporto interne all'ASSPC un'apparecchiatura di misura finalizzata alla rilevazione dell'energia prelevata per il tramite del medesimo punto. A tal fine l'impresa distributrice competente applica le disposizioni del TIME relative ai punti di prelievo al medesimo livello di tensione a cui si trova il punto di connessione dell'unità di consumo alle linee elettriche di trasporto interne all'ASSPC.

23.3 L'impresa distributrice concessionaria competente nel territorio trasmette alla società capogruppo responsabile del punto di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica, entro il giorno 7 (sette) di ciascun mese, i dati di misura necessari ai fini del calcolo di cui al precedente comma 23.1.

23.4 Cassa, ai fini dell'applicazione del comma 23.1, definisce altresì la documentazione che deve essere resa disponibile, avvalendosi eventualmente di Terna, del GSE, delle imprese distributrici e delle dichiarazioni fornite all'Agenzia delle Dogane dai soggetti presenti negli ASSPC.

23.5 Gli ASSPC aventi le caratteristiche di cui al comma 23.1 sono ammissibili nei soli casi in cui tali sistemi siano connessi alle reti elettriche di media, alta o altissima tensione.

Articolo 24

Disposizioni al GSE per l'implementazione del registro dei SEU e dei SEESEU

- 24.1 Il GSE ai fini dell'attuazione di quanto disposto dal presente provvedimento realizza un proprio portale informatico e definisce le modalità e le informazioni necessarie per il rilascio della qualifica di cui ai commi 7.1 e 7.3, secondo criteri di certezza, equità di trattamento e non discriminazione. Il predetto portale dovrà essere progettato in modo tale da acquisire dai sistemi di gestione degli incentivi e dei regimi amministrati di cui il GSE è responsabile e dal GAUDÌ le informazioni già presenti in relazione agli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC e ai relativi punti di connessione alla rete elettrica.
- 24.2 Ai fini dell'attuazione di quanto previsto al comma 24.1, entro il 31 marzo 2014, il GSE sottopone all'approvazione dell'Autorità il progetto del portale informatico, dando evidenza motivata dei relativi costi, nonché le regole tecniche per la registrazione al portale, la presentazione della richiesta ed il conseguimento della qualifica di SEU o SEESEU.
- 24.3 Con successivo provvedimento, l'Autorità determina le modalità e i criteri secondo cui verranno riconosciuti i costi sostenuti dal GSE in attuazione del presente provvedimento.
- 24.4 Il portale informatico di cui al presente articolo deve essere ultimato e reso operativo entro il 31 dicembre 2014. Il GSE, in relazione all'anno 2014, definisce modalità transitorie per l'attuazione di quanto previsto dal presente provvedimento. Tali modalità transitorie vengono definite dal GSE entro il 31 marzo 2014 e sottoposte alla verifica del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.
- 24.5 Fino alla data di entrata in operatività del portale informatico e comunque non oltre il 31 dicembre 2014, le tempistiche di cui ai commi 7.3 e 8.3 sono sostituite da tempistiche definite dal GSE nell'ambito delle modalità transitorie di cui al comma 24.4.

Articolo 25

Disposizioni transitorie in merito all'erogazione dei servizi di sistema in un ASSPC

- 25.1 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto ai commi 12.8 e 23.1, per tutto il periodo per cui le misure necessarie ai fini del calcolo dell'energia elettrica consumata non sono rilevabili dall'impresa distributrice e comunque non oltre il 31 dicembre 2014, si utilizzano i medesimi dati riscontrabili nella dichiarazione di consumo inviata all'Agenzia delle Dogane e relativa al medesimo anno, che devono essere resi disponibili a Cassa secondo modalità e tempistiche definite dalla medesima.
- 25.2 Cassa procede a riscuotere gli importi di cui ai commi 6.2, 12.8 e 23.1 relativi all'anno 2014 a partire dal 2015, prevedendo eventualmente pagamenti rateali.

Articolo 26

Disposizioni in merito all'evoluzione degli ASSPC

- 26.1 I SEESEU-C in cui si riscontri la presenza di uno o più impianti di produzione di energia elettrica gestiti da diversi soggetti giuridici ed una o più unità di consumo di energia elettrica gestite da diversi soggetti giuridici che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento appartengono ad un unico gruppo societario, possono essere ricompresi nei SEESEU-B purché entro il 31 luglio 2015 tutte le unità di produzione presenti all'interno della predetta configurazione siano gestite da un unico produttore e tutte le unità di consumo presenti all'interno della predetta configurazione siano gestite da un unico cliente finale e purché i predetti impianti di produzione siano alimentati da fonti rinnovabili o siano cogenerativi ad alto rendimento sulla base della valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento. A tal fine, per gli anni successivi al 2015, trovano applicazione modalità analoghe a quelle previste dall'Articolo 16.
- 26.2 Possono rientrare nelle definizioni di SEESEU anche gli ASSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, sulle cui linee elettriche, prima della data di entrata in vigore del presente provvedimento, sono stati connessi impianti di produzione o consumo di terzi. In tali casi la qualifica di SEESEU viene rilasciata in relazione alle unità di produzione e di consumo gestite dal medesimo soggetto giuridico o gruppo societario, prevedendo che gli altri utenti siano gestiti come utenti della rete pubblica.
- 26.3 Nei casi di cui al comma 26.2, il gestore di rete concessionario ed il gestore delle predette linee private sono tenuti a sottoscrivere un'apposita convenzione al fine di stabilire le modalità tecniche ed economiche per l'utilizzo delle predette linee per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione ai terzi connessi.
- 26.4 Nel caso dei SEESEU-A e dei SEESEU-B, la potenza complessiva degli impianti di produzione non può in ogni caso superare il massimo fra 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento o per i quali l'iter autorizzativo sia stato avviato prima del 4 luglio 2008 e tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente siano state ottenute entro la data di entrata in vigore del presente provvedimento.
- 26.5 Nel caso dei SEESEU-C, la potenza complessiva degli impianti di produzione non può in ogni caso superare il massimo fra 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento costituivano il SEESEU-C.
- 26.6 Eventuali potenziamenti o rifacimenti degli impianti di produzione presenti all'interno di un SEESEU, ferma restando la conservazione dei vincoli previsti dai commi 26.4 e 26.5 sulla potenza complessivamente installata a seguito della conclusione degli interventi di potenziamento o rifacimento, possono determinare la conservazione dei benefici connessi ai SEESEU esclusivamente nel caso in cui tali interventi prevedono, per la parte di nuova realizzazione, rifacimento o potenziamento, l'utilizzo di fonti rinnovabili o un assetto in cogenerazione ad alto rendimento.

- 26.7 Al fine di conservare i benefici connessi con la qualifica di SEESEU, i vincoli di cui ai commi 26.4, 26.5 e 26.6 devono essere rispettati anche qualora all'interno di un SEESEU si decidesse di realizzare un nuovo impianto di produzione, pena la decadenza dei diritti associati alla predetta qualifica, ivi inclusa, nel caso dei SEESEU-C, la possibilità di utilizzare le deroghe di cui ai commi 26.1 e 26.2.

PARTE III

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 27

Attività di verifica a seguito del rilascio della qualifica

- 27.1 Con successivo provvedimento verranno definite le modalità con cui saranno effettuate le verifiche sugli ASSPC che sono stati qualificati SEU o SEESEU prevedendo anche sopralluoghi a campione, nonché gli effetti conseguenti ad un eventuale esito negativo delle medesime.
- 27.2 Le imprese distributrici a partire dall'1 gennaio 2015 avviano azioni di verifica attraverso i propri sistemi informativi finalizzate, tramite controlli incrociati sui propri dati, a verificare che ad ogni punto di connessione per il tramite del quale avvengono prelievi e immissioni di energia elettrica corrisponda sul sistema GAUDÌ un ASSPC. Fanno eccezione i soli punti di connessione asserviti a impianti di produzione di energia elettrica per il tramite dei quali viene prelevata unicamente energia elettrica destinata ad alimentare i servizi ausiliari. Qualora, a seguito di tali verifiche, vengano individuati punti di connessione relativi a presunti ASSPC non registrati nel sistema GAUDÌ, l'impresa distributtrice segnala ai titolari di tali punti di connessione la presunta irregolarità e la necessità di procedere entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione ad aggiornare le anagrafiche GAUDÌ secondo le procedure previste per le modifiche delle connessioni esistenti e, nel caso vi ricorrano i presupposti, a presentare al GSE la richiesta di qualifica come SEU o SEESEU. In assenza di un riscontro da parte del titolare del punto di connessione, l'impresa distributtrice invia un elenco con i soggetti inadempienti, i relativi POD e i codici CENSIMP degli impianti che risultano connessi per il tramite dei predetti POD all'Autorità e al GSE.

Articolo 28

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso delle cooperative storiche senza rete

- 28.1 Nel caso delle cooperative storiche senza rete, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle parti I e IV del TICOOP.
- 28.2 Le cooperative di cui al comma 28.1 non sono SAP o SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, né rientrano fra i SEESEU, essendo sprovviste di una propria rete tramite cui fornire energia elettrica ai propri soci.

Articolo 29

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso dei consorzi storici senza rete

- 29.1 Nel caso dei consorzi storici senza rete, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle parti I e IV del TICOOP.
- 29.2 I consorzi storici di cui al comma 29.1 non sono SAP o SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, né rientrano fra i SEESEU essendo sprovvisti di una propria rete tramite cui fornire energia elettrica ai propri soci.

Articolo 30

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso dei nuovi consorzi

- 30.1 Nel caso di nuovi consorzi, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle parti I e V del TICOOP.
- 30.2 I nuovi consorzi di cui al comma 30.1 non sono SSPC, né la produzione di energia elettrica realizzata da essi per la fornitura ai propri soci è assimilabile alla produzione dell'energia elettrica effettuata da autoproduttori di cui all'articolo 16, comma 16.2, lettera b), del TIU.

Articolo 31

Disposizioni finali

- 31.1 Cassa, entro il 30 aprile 2014, predispone le modalità e le tempistiche per l'applicazione dell'Articolo 6, dell'Articolo 12 e dell'Articolo 23. Tali modalità e tempistiche vengono implementate previa verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.
- 31.2 Ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 79/99, sono fatte salve le prerogative statutarie della Regione Autonoma Valle d'Aosta e delle Province Autonome di Trento e Bolzano, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 15 e 16, della legge 481/95.

**TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
PER LA REGOLAZIONE DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO
(TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO – TISSPC)**

Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel – Versione integrata e modificata dalle deliberazioni 426/2014/R/eel, 612/2014/R/eel, 242/2015/R/eel, 72/2016/R/eel, 458/2016/R/eel, 788/2016/R/eel, 276/2017/R/eel, 894/2017/R/eel, 921/2017/R/eel e 426/2018/R/eel

PARTE I

PARTE GENERALE

TITOLO I

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Definizioni

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al Testo Integrato Trasporto, le definizioni di cui al Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), oltre alle seguenti:
- a) **altri autoproduttori (AA)**: tutti gli autoproduttori che non rientrano nei SAP. Vi rientrano le cooperative storiche senza rete, le altre cooperative storiche in relazione ai soli soci connessi ad una rete terza, i consorzi storici senza rete, gli altri consorzi storici in relazione ai soli soci connessi ad una rete terza e le persone fisiche o giuridiche che producono energia elettrica e la utilizzano per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, per la parte di energia elettrica che per le predette finalità viene trasportata tramite la rete pubblica;
 - b) **altri sistemi esistenti (ASE)**: sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il presente provvedimento nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario;
 - c) **altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC)**: l'insieme delle seguenti sottocategorie di SSPC:
 - i. i sistemi efficienti di utenza (SEU);
 - ii. i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici;
 - iii. gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP);
 - iv. altri sistemi esistenti (ASE).
 - d) **altro sistema di autoproduzione (ASAP)**: sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
 - e) **autoproduttore**: ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99, la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle

società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999. In particolare gli autoproduttori possono essere suddivisi in due sottoinsiemi: i sistemi di autoproduzione (SAP) e gli altri autoproduttori (AA);

- f) **bonus elettrico:** la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti domestici disagiati di cui all'Allegato A alla deliberazione 402/2013/R/com;
- g) **cliente finale:** persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private;
- h) **cliente socio:** un cliente socio diretto o un cliente socio connesso ad una rete elettrica che non è nella disponibilità della/del cooperativa storica/consorzio storico (rete terza);
- i) **cliente socio diretto:** un soggetto titolare di un'utenza direttamente connessa alla rete elettrica nella disponibilità della/del cooperativa storica/consorzio storico e socio della/del cooperativa/consorzio medesima/o;
- j) **cliente socio connesso ad una rete terza:** un socio della/del cooperativa storica/consorzio storico titolare di un'utenza connessa alla rete elettrica nella disponibilità di un soggetto diverso dalla/dal cooperativa/consorzio stessa/o;
- k) **connessione diretta ad una rete:** una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete senza l'interposizione di elementi di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete;
- l) **connessione indiretta ad una rete:** una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete tramite l'interposizione di elementi di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete;
- m) **connessione di emergenza contro il rischio di morosità:** una connessione specifica per gli ASSPC, realizzata ai sensi dei commi 18.3, 18.4 e 18.5 del presente provvedimento, che prevede la realizzazione di un punto di connessione di emergenza attivabile esclusivamente in presenza di una riduzione in potenza o di una disconnessione per morosità del cliente finale presente nell'ASSPC;
- n) **consorzi storici:** i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999;
- o) **consorzio storico dotato di rete propria:** un consorzio storico che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;

- p) **consorzio storico senza rete:** un consorzio storico che non ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- q) **cooperativa storica:** ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1963/62;
- r) **cooperativa storica concessionaria:** una cooperativa storica che ha ottenuto la concessione per la distribuzione come definita al comma 1.1 del TIT;
- s) **cooperativa storica non concessionaria:** una cooperativa storica che opera in un ambito territoriale per il quale una impresa distributrice terza ha ottenuto la concessione per la distribuzione come definita al comma 1.1 del TIT;
- t) **cooperativa storica dotata di rete propria:** una cooperativa storica che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- u) **cooperativa storica senza rete:** una cooperativa storica non concessionaria che non ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci;
- v) **gruppo societario:** insieme di società riconducibili al medesimo gruppo societario ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile;
- w) **impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento** (di seguito: **impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento**): per un dato anno n , un impianto di produzione che rispetta le condizioni di cui al decreto legislativo 20/07 e al decreto 4 agosto 2011 e per il quale la grandezza E_{CHP} , definita dai medesimi decreti, è risultata nell'anno $n-1$, superiore o pari al 50%, espresso senza cifre decimali con arrotondamento commerciale, della produzione totale lorda di energia elettrica;
- x) **impianto di produzione o impianto di produzione di energia elettrica:** l'insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica. Esso comprende l'edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l'insieme, funzionalmente interconnesso:
- delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica e
 - dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei servizi ausiliari di impianto e dei trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.
- L'interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione;

- y) **nuova cooperativa:** un soggetto giuridico, diverso dalla cooperativa storica, organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci;
- z) **nuovo consorzio:** un soggetto giuridico, diverso dal consorzio storico, organizzato in forma consortile, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci;
- aa) **periodo di vigenza della qualifica di SEESEU-C:** il periodo che decorre dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento e termina il 31 dicembre 2015, ovvero l'1 febbraio 2016 per i soli SEESEU-C che dal 2 febbraio 2016 vengono ricompresi fra i SEESEU-A;
- bb) **piena disponibilità di un'area:** possesso, in relazione ad una determinata area, di un diritto di proprietà o di altri titoli quali il possesso di un diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale quale un contratto di comodato d'uso o di locazione. Il diritto di servitù non è un titolo idoneo a ritenere un'area nella piena disponibilità di un soggetto;
- cc) **potenza di un impianto** ai fini del presente provvedimento:
- per gli impianti fotovoltaici, la somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite dalle rispettive norme di prodotto;
 - per gli altri impianti, la somma delle potenze attive nominali dei gruppi di generazione che costituiscono l'impianto;
- dd) **potenza attiva nominale di un gruppo di generazione:** la somma aritmetica delle potenze nominali attive dei generatori elettrici principali, compresi quelli di riserva, di cui è composto il gruppo di generazione. Nel solo caso in cui uno o più alternatori siano azionabili alternativamente e singolarmente da un unico motore primo, ai fini del calcolo della potenza attiva nominale del gruppo, si considera il solo alternatore di potenza maggiore;
- ee) **produttore di energia elettrica o produttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione;
- ff) **rete elettrica:** sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica;
- gg) **rete pubblica:** una qualsiasi rete elettrica gestita da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica.

Tali gestori, essendo esercenti di un pubblico servizio, hanno l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste;

- hh) **sistema di autoproduzione (SAP):** sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 1643/62, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999;
- ii) **sistema efficiente di utenza (SEU):** sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- jj) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU):** realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:
- i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
 - ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
 - iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU;
 - iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione

- straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data dell'1 gennaio 2016;
- v. sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;
- vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema, nonché i SEESEU-D di cui alla lettera nnn);
- kk) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo A (SEESEU-A):** i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iv. del comma 1.1, lettera jj) ovvero, dal 2 febbraio 2016, i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii., e vi. del comma 1.1, lettera jj);
- ll) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo B (SEESEU-B):** i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iii. del comma 1.1, lettera jj), nonché, a decorrere dall'1 gennaio 2016, i sistemi inizialmente rientranti tra i SEESEU-C che soddisfano i requisiti di cui al comma 26.1 del presente provvedimento;
- mm) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo C (SEESEU-C):** i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e v. del comma 1.1, lettera jj);
- nn) **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC):** insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico;
- oo) **SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento:** un SSPC i cui elementi costitutivi (impianti di produzione, unità di consumo, collegamento privato tra impianti di produzione di energia elettrica e unità di consumo, connessione alla rete pubblica), alla data di entrata in vigore del presente provvedimento sono stati realizzati ed entrati in esercizio;
- pp) **unità di consumo (UC):** insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui all'articolo 5, commi 5.2 e 5.3, del TIC o di cui al comma 9.1 del presente provvedimento. A ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

- qq) **unità di produzione (UP):** l'insieme di uno o più gruppi di generazione connessi alle reti pubbliche anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza e nella disponibilità di un utente del dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite da Terna nel Capitolo 4 al Codice di rete ed approvate dall'Autorità, e tali che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione;
- rr) **unità immobiliare:** l'unità immobiliare come definita dalle norme in materia catastale, dotata di propria autonomia funzionale e reddituale;
- ss) **utente del dispacciamento:** il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione 111/06;
- tt) **valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento (di seguito: valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento):** valutazione di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento effettuata sulla base dei dati di progetto dell'impianto;
- uu) **Cassa:** la Cassa per i servizi energetici e ambientali;
- vv) **GAUDI:** il sistema di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all'articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, e alla deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10;

- ww) **GSE o Gestore dei Servizi Energetici:** la società Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- xx) **Terna:** la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. alla quale, ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, sono attribuite a titolo di concessione le attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica nel territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale;
- yy) **TIBEG o Testo Integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com;
- zz) **TIC o Testo Integrato Connessioni:** Allegato C alla deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel;
- aaa) **TICA o Testo Integrato delle Connessioni Attive:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08;
- bbb) **TICOOP o Testo Integrato delle Cooperative:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel;
- ccc) **TIME o Testo Integrato Misura Elettrica:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2016, 458/2016/R/eel;
- ddd) **TIMOE o Testo Integrato Morosità Elettrica:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 maggio 2015, 258/2015/R/com;
- eee) **TIQE 2016-2023 o Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel;
- fff) **TIQV o Testo Integrato della Qualità della Vendita:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08;
- ggg) **TIS o Testo Integrato Settlement:** l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- hhh) **TISP o Testo Integrato Scambio sul Posto:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr;
- iii) **TIT o Testo Integrato Trasporto:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel;
- jjj) **TIUC o Testo Integrato Unbundling Contabile:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 22 maggio 2014, 231/2014/R/com;
- kkk) **TIUF o Testo Integrato Unbundling Funzionale:** Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com;
- lll) **SSP-A:** ASSPC in regime di scambio sul posto caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- mmm) **SSP-B:** ASSPC in regime di scambio sul posto non rientrante nella categoria di SSP-A di cui alla lettera lll).
- nnn) **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo D (SEESEU-D):** sistemi inizialmente identificati come Reti Interne di Utenza, caratterizzati dalla presenza di un unico produttore, sia esso un’unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario, e un unico cliente finale, sia esso un’unica

persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario.

Articolo 2

Finalità

- 2.1 Il presente provvedimento persegue le seguenti finalità:
- a) dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 10 del decreto legislativo 115/08 in relazione ai sistemi semplici di produzione e consumo e dall'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16;
 - b) assicurare parità di trattamento, imparzialità e trasparenza nell'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita a tutti gli utenti dei sistemi semplici di produzione e consumo;
 - c) completare il quadro definitorio in materia di sistemi semplici di produzione e consumo identificando le diverse tipologie di sistemi ammissibili sulla base della normativa primaria esistente. Ciò al fine di chiarire il perimetro entro cui l'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica tramite collegamenti privati si configura come attività libera di autoapprovvigionamento energetico e non confligge con lo svolgimento dei pubblici servizi di trasmissione e distribuzione di energia elettrica (servizi questi ultimi che possono essere svolti esclusivamente in regime di concessione).

Articolo 3

Oggetto

- 3.1 Con il presente provvedimento viene individuato il perimetro entro cui può svolgersi l'attività libera di autoapprovvigionamento energetico e vengono disciplinate le modalità specifiche da applicare ai sistemi semplici di produzione e consumo di cui all'articolo 1, comma 1, lettera nn), in relazione alle disposizioni in materia di:
- a) erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, come regolati dal TIT;
 - b) erogazione dei servizi di misura dell'energia elettrica come regolati dal TIME;
 - c) erogazione del servizio di connessione, come regolato dal TIC e dal TICA;
 - d) regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, come disciplinate dal TIQE 2016-2023 e dalla deliberazione 653/2015/R/eel;
 - e) regolazione della qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQV;
 - f) trasparenza delle bollette per i consumi di elettricità (cd. Bolletta 2.0), come regolata dalla deliberazione 501/2014/R/com;
 - g) codice di condotta commerciale, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione ARG/com 104/10;
 - h) erogazione del servizio di dispacciamento, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dal TIS;

- i) erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, 73/07, come regolati dal TIV;
- j) scambio sul posto, come regolato dal TISP;
- k) incentivi per la produzione di energia elettrica tramite impianti da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento di cui ai decreti legislativi 79/99, 387/03, 20/07, 28/11, nonché alle leggi 239/04, 222/07 e 244/07;
- l) ritiro dedicato, come regolato dalla deliberazione 280/07;
- m) bonus elettrico, come regolato dal TIBEG;
- n) separazione contabile e funzionale, come regolate dal TIUC e dal TIUF;
- o) disciplina del recesso dei clienti finali dai contratti di fornitura, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 144/07;
- p) disciplina della morosità, come regolata dal TIMOE;
- q) codice di rete tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica di cui alla deliberazione 268/2015/R/eel.

Articolo 4

Principi generali

- 4.1 Ai fini del presente provvedimento sono individuate le seguenti categorie di sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC):
- a) i sistemi di autoproduzione (SAP);
 - b) i sistemi efficienti di utenza (SEU);
 - c) gli altri sistemi esistenti (ASE);
 - d) i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).
- 4.2 Nell'ambito dei SAP è possibile distinguere:
- a) le cooperative storiche dotate di rete propria;
 - b) i consorzi storici dotati di rete propria;
 - c) gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP).
- In particolare le cooperative storiche dotate di rete propria ed i consorzi storici dotati di rete propria sono ricompresi nell'ambito dei SAP esclusivamente in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti.
- 4.3 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento, un sistema elettrico che possiede tutti i requisiti per poter essere classificato in almeno due delle categorie di cui al comma 1.1, lettere b), hh), ii), jj), ll) e mmm) viene classificato come:
- i) SSP-A, qualora il predetto sistema rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ll);
 - ii) SSP-B, qualora il predetto sistema rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera mmm);
 - iii) SESEU-A, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera kk);
 - iv) SESEU-B, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SESEU-A, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ll);

- v) SEU, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ii);
 - vi) SEESEU-C, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera mm);
 - vii) SEESEU-D, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera nnn);
 - viii) ASAP, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, né come SEESEU-D, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera hh);
 - ix) ASE, qualora il predetto sistema rispetta esclusivamente i requisiti di cui al comma 1.1, lettera b).
- 4.4 Nuove configurazioni impiantistiche caratterizzate dalla presenza di una o più unità di consumo e una o più unità di produzione, che non rientrano nella categoria delle reti elettriche, né in alcuno dei sottoinsiemi che compongono l'insieme dei SSPC, sono configurazioni non ammissibili e pertanto non devono essere connesse alla rete elettrica.
- 4.5 Le disposizioni dell'Autorità richiamate al precedente comma 3.1, lettera da a) a n), sono applicabili ai SSPC di cui al comma 4.1, salvo quanto diversamente disposto dal presente provvedimento.

PARTE II

DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI DIVERSI SERVIZI ELETTRICI NEL CASO DI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

TITOLO I LE COOPERATIVE STORICHE DOTATE DI RETE PROPRIA

Articolo 5

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso delle cooperative storiche dotate di rete propria

- 5.1 Le cooperative storiche dotate di rete propria sono le cooperative storiche concessionarie e non concessionarie di cui alle Parti II e III del TICOOP.
- 5.2 Nel caso delle cooperative storiche dotate di rete propria, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle Parti I, II e III del TICOOP.

TITOLO II I CONSORZI STORICI DOTATI DI RETE PROPRIA

Articolo 6

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso dei consorzi storici dotati di rete propria

- 6.1 Nel caso dei consorzi storici dotati di rete propria, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle Parti I e III del TICOOP.
- 6.2 *Soppresso.*
- 6.3 *Soppresso.*

TITOLO III GLI ALTRI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

Articolo 7

Disposizioni ai fini dell'identificazione degli ASSPC

- 7.1 Nel caso di un ASSPC per il quale al 31 dicembre 2016 era già stata presentata richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di SSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema GAUDÌ.
- 7.2 A decorrere dall'1 gennaio 2017 non è più necessario presentare al GSE richiesta di qualifica di SEU o SEESEU. Trova applicazione solo il normale iter di connessione secondo quanto disposto all'Articolo 8. Qualora si voglia procedere a richiedere per il predetto ASSPC l'accesso al regime di scambio sul posto, si applica il normale iter previsto dagli articoli 3, 4 e 4bis del TISP. In caso di accesso al regime di scambio sul posto, il GSE qualifica l'ASSPC come SSP-A o SSP-B, dandone comunicazione al sistema GAUDÌ.
- 7.3 Nel caso di un ASSPC per il quale il richiedente ha comunque presentato richiesta di qualifica di SEU o SEESEU nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2017 e il 30 aprile 2017, il richiedente, in alternativa, può:
 - a) rinunciare all'istanza di qualifica entro il 31 maggio 2017. In tali casi si applica quanto previsto dal comma 7.4;
 - b) non rinunciare all'istanza di qualifica. In tali casi il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema GAUDÌ.
- 7.4 Il GSE implementa una procedura finalizzata a identificare gli ASSPC già in esercizio alla data del 30 aprile 2017 per i quali non è stata presentata nessuna richiesta di qualifica, sulla base di modalità autonomamente definite previa verifica del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, riportando l'esito sul sistema GAUDÌ. Tale attività viene effettuata a partire dai dati e dalle informazioni a qualunque titolo già in possesso del GSE, dai dati resi disponibili dai gestori di rete su richiesta del medesimo GSE quali, a titolo d'esempio, quelli afferenti ai punti di connessione

utilizzati sia per le immissioni sia per i prelievi di energia elettrica non afferenti a produttori puri di energia elettrica, ovvero a partire dai dati disponibili presso CSEA o presso il Sistema Informativo Integrato (SII), nonché dai dati contenuti nelle dichiarazioni fornite all'Agenzia delle Dogane.

- 7.5 Il GSE segnala all'Autorità i sistemi per i quali non è stato possibile completare l'identificazione di cui al comma 7.4 per motivi non dipendenti dal medesimo GSE.

Articolo 8

Disposizioni in materia di connessione alla rete pubblica di un ASSPC

- 8.1 Ai fini della connessione alla rete pubblica di un ASSPC o di una modifica alla connessione esistente per effetto di interventi realizzati su un ASSPC si applicano le disposizioni di cui al TIC e al TICA. In particolare:
- a) nel caso in cui si presenti una richiesta di connessione alla rete pubblica in immissione e in prelievo, con richiesta in prelievo destinata all'alimentazione di utenze diverse dagli ausiliari di centrale, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 40, comma 40.1, del TICA il servizio di connessione è erogato applicando le procedure previste dal TICA e ponendo il corrispettivo per la connessione pari a quello che, complessivamente, sosterebbe un cliente finale che chiede prima la connessione dell'utenza passiva ai sensi del TIC e poi la connessione dell'impianto di produzione ai sensi del TICA;
 - b) nei casi in cui si presenti una richiesta di modifica della connessione esistente ai fini della realizzazione di un ASSPC:
 - si applica il TIC qualora la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in prelievo;
 - si applica il TICA qualora la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in immissione.
- 8.2 A seguito della connessione alla rete di un ASSPC la titolarità del punto di connessione alla rete pubblica è sempre posta in capo al cliente finale presente all'interno dell'ASSPC. Qualora il cliente finale richieda al gestore di rete una modifica della connessione esistente che modifica la potenza in immissione richiesta, il gestore di rete all'atto dell'invio del preventivo di connessione informa il produttore della richiesta di modifica presentata. Nei casi in cui all'interno di un ASSPC, ove consentito, vi siano più clienti finali afferenti al medesimo gruppo societario, il titolare dei punti di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica pubblica è la società capogruppo cui fanno capo i clienti finali presenti nell'ASSPC o, previo mandato con rappresentanza, una sua società controllata.
- 8.3 In tutti i casi in cui vengono apportate modifiche ad un ASSPC, il cliente finale o il produttore, previo mandato senza rappresentanza del cliente finale, presenta una richiesta di adeguamento di una connessione esistente. Qualora la predetta richiesta sia relativa ad un punto di connessione su cui già insiste un ASSPC, il richiedente è tenuto ad allegare una dichiarazione di atto notorio in cui si attesti che le modifiche apportate non determinano il venir meno delle condizioni di ASAP, ASE, SEU o SEESEU.

8.4 *Soppresso.*

8.5 *Soppresso.*

8.6 In tutti i casi in cui la realizzazione di un ASSPC deriva dalla realizzazione di un collegamento privato che mette in comunicazione uno o più impianti di produzione con unità di consumo in cui almeno uno degli impianti e/o unità di consumo siano già connessi alla rete pubblica, è comunque necessario inviare una richiesta di adeguamento di una connessione esistente. Tale richiesta deve essere inoltrata al gestore della rete su cui insiste il punto di connessione che si vuole utilizzare come principale secondo quanto previsto dall'Articolo 9. In tale richiesta, inviata con le modalità di cui al comma 8.1, devono essere evidenziate le seguenti ulteriori informazioni:

- a) l'esistenza di eventuali ulteriori punti di connessione con le reti pubbliche, i relativi gestori e i relativi POD;
- b) la richiesta di dismettere i predetti punti di connessione o di modificare l'impianto elettrico dell'ASSPC in modo tale da prevedere che non ci sia alcuna interconnessione circuitale, anche transitoria, tra i predetti punti di connessione;
- c) la richiesta di mantenere i predetti punti in connessione circuitale e le motivazioni alla base di questa richiesta (connessione di emergenza, ecc.).

Il gestore di rete, qualora la richiesta sia conforme con le normative e la regolazione vigente, procede all'erogazione del servizio di connessione previo coordinamento con i gestori di rete su cui insistono gli altri punti di connessione.

8.7 La richiesta di adeguamento della connessione esistente presentata ai sensi del comma 8.3, qualora sia relativa ad interventi sull'impianto di produzione esistente che non ne modifichino la configurazione inserita in GAUDÌ o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del gestore di rete concessionario sul punto di connessione o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di rete, può essere effettuata con una semplice comunicazione di aggiornamento da inviare al gestore stesso e non comporta il pagamento di alcun corrispettivo.

8.8 In caso di richiesta di rilascio da parte dei gestori di rete dei codici identificativi delle unità di consumo interne costituenti l'ASSPC, il soggetto richiedente, per ogni unità di consumo interna da censire, versa al gestore di rete il contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, stabilito nella Tabella 2 del TIC vigente nell'anno in cui viene presentata la richiesta, allegando alla medesima richiesta la ricevuta di avvenuto pagamento.

Articolo 9

Principi per la gestione degli ASSPC con più punti di connessione alla rete pubblica

9.1 Per particolari esigenze di esercizio, il gestore di rete, fermo restando quanto previsto dalle Norme del CEI in materia di connessioni alle reti e dalle regole tecniche del Codice di rete, ed in particolare dal paragrafo 7.5.4 della Norma CEI 0-16 e dal paragrafo 7.4.5 della Norma CEI 0-21, può permettere la connessione dell'ASSPC alla rete tramite più punti di connessione. In particolare possono verificarsi tre diverse circostanze:

- a) connessione dell'ASSPC tramite un punto di connessione principale ed uno o più punti di connessione di emergenza;
- b) connessione dell'ASSPC tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere sempre fra loro separati circuitalmente;
- c) connessione dell'ASSPC tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere interconnessi circuitalmente fra loro.

9.2 In presenza di un ASSPC caratterizzato da una configurazione come quella del comma 9.1, lettera a), l'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, ivi incluse le deroghe previste dal presente Titolo III, avviene in coerenza con quanto previsto dall'articolo 10 del TIT. A tal fine, fermo restando quanto previsto dall'Articolo 10 del presente provvedimento:

- a) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT, tenendo conto di quanto previsto dai commi 9.5, 9.7, 9.8, 9.9 e 9.10 del presente provvedimento;
- b) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica complessivamente attribuita come prelievo al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolata secondo quanto previsto dai commi 9.5, 9.7, 9.8, 9.9 e 9.10, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

9.3 In presenza di un ASSPC caratterizzato da una configurazione come quella del comma 9.1, lettera b), l'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, ivi incluse le deroghe previste dal presente Titolo III, avviene come se ci fossero due o più sistemi distinti ognuno caratterizzato da un proprio distinto punto di connessione, fatto salvo quanto previsto al comma 9.4. A tal fine, fermo restando quanto previsto dall'Articolo 10 del presente provvedimento:

- a) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano a ciascun punto di connessione dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
- b) i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica prelevata tramite ciascun punto di connessione dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

9.4 Nei casi di cui al comma 9.3:

- a) ai fini dell'identificazione del tipo di categoria in cui classificare l'ASSPC si deve tener conto della specifica definizione di impianto di produzione e della potenza complessiva degli impianti di produzione di energia elettrica che caratterizzano l'ASSPC, indipendentemente dal fatto che due o più sezioni di uno dei predetti impianti presentino punti di connessione distinti;
- b) ai fini della verifica del possesso, da parte di uno o più impianti di produzione di energia elettrica, dei requisiti per l'accesso ai diversi strumenti incentivanti o ai regimi amministrati di ritiro dedicato o scambio sul posto, si deve tener conto della specifica normativa.

9.5 In presenza di un ASSPC caratterizzato da una configurazione come quella del comma 9.1, lettera c), l'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, ivi incluse le deroghe previste dal presente Titolo III, avviene come se in realtà l'ASSPC fosse connesso alla rete elettrica esclusivamente tramite il punto di connessione principale, mentre tutti i punti di connessione secondari vengono trattati come punti di interconnessione virtuale fra la rete cui è connesso il punto di connessione principale e la rete su cui insiste ciascun punto di connessione secondario. A tal fine:

- a) con particolare riferimento all'attività di misura elettrica:
 - l'operazione di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura nei punti di connessione secondari viene effettuata dal soggetto che ai sensi del TIME è, in relazione a quel punto di connessione secondario, il responsabile dell'operazione di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura. A tal fine il predetto responsabile installa apparecchiature di misura che consentano l'applicazione del successivo alinea;
 - l'operazione di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di connessione secondari viene effettuata dal medesimo soggetto responsabile dell'operazione di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale nel punto di connessione principale;
- b) con particolare riferimento all'applicazione dei corrispettivi tariffari, fermo restando quanto previsto dall'Articolo 10 del presente provvedimento:
 - i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano a ciascun punto di connessione dell'ASSPC con la rete elettrica, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
 - i corrispettivi tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica complessivamente attribuita come prelievo al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolata secondo quanto previsto dal presente comma e dai commi 9.7, 9.8, 9.9 e 9.10, in relazione al livello di tensione del predetto punto, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sul predetto punto e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.

- 9.6 Per l'attuazione del comma 9.5, lettera a), il responsabile dell'operazione di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel caso di ASSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, richiede ai responsabili dell'operazione di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, qualora le apparecchiature di misura installate nei diversi punti di connessione non siano compatibili coi propri sistemi di telelettura, di procedere al loro adeguamento entro il 31 dicembre 2014.
- 9.7 Ai fini dell'applicazione del comma 9.5, valgono le seguenti convenzioni:
- a) il punto di connessione principale è il punto di connessione al più alto livello di tensione. In presenza di più punti di connessione al medesimo livello di tensione, il punto di connessione principale è individuato utilizzando i seguenti criteri in ordine di priorità:
 - i. se almeno uno dei punti di connessione al medesimo livello di tensione è un punto di connessione alla rete RTN, si suppone che l'ASSPC sia connesso alla RTN e che tale punto sia il punto di connessione principale;
 - ii. se i punti di connessione al medesimo livello di tensione insistono su reti di distribuzione di diverse imprese distributrici, si suppone che l'ASSPC sia connesso alla rete di distribuzione dell'impresa distributtrice sulla cui rete insiste il punto di connessione dell'ASSPC con il maggior valore di potenza disponibile;
 - b) se l'ASSPC presenta più punti di connessione e se, in particolare, il punto di connessione principale è su RTN, mentre i punti di connessione secondari insistono su reti di distribuzione di diversi gestori, l'impresa distributtrice competente ai fini della regolazione dei prelievi e della misura è l'impresa distributtrice sul cui territorio insiste il punto di connessione principale.
- 9.8 Ai fini dell'applicazione del comma 9.5, in relazione all'energia elettrica scambiata nei punti di connessione secondari e alla regolazione del trasporto fra i due gestori di rete si applicano i corrispettivi di cui alla Parte II, Titolo 4, del TIT.
- 9.9 Ai fini dell'applicazione del comma 9.5:
- a) le immissioni di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario nella rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattate come immissioni dell'ASSPC nella rete su cui insiste il punto di connessione principale;
 - b) i prelievi di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario dalla rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattati come prelievi dell'ASSPC dalla rete su cui insiste il punto di connessione principale;
 - c) in presenza di punti di connessione secondari a livello di tensione diverso dal punto di connessione primario, le immissioni e i prelievi di cui alle precedenti lettere a) e b) vengono riportate sul punto di connessione principale applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.
- 9.10 Ai fini dell'applicazione del comma 9.8:

- a) le immissioni di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario nella rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattate come prelievi del gestore di rete su cui insiste il punto di connessione secondario dalla rete su cui insiste il punto di connessione principale;
- b) i prelievi di energia elettrica tramite ciascun punto di connessione secondario dalla rete elettrica su cui il predetto punto insiste sono trattati come immissioni dalla rete su cui insiste il punto di connessione secondario nella rete su cui insiste il punto di connessione principale;
- c) in presenza di punti di connessione secondari a livello di tensione diverso dal punto di connessione primario, le immissioni e i prelievi di cui alle precedenti lettere a) e b) vengono riportate sul punto di connessione principale applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.

9.11 Nel caso di un ASSPC già connesso alla rete pubblica tramite più punti di connessione tra loro circuitalmente interconnessi, le richieste di nuova connessione o di adeguamento di una connessione esistente ai sensi del TIC o del TICA devono essere inoltrate al gestore di rete su cui insiste il punto di connessione principale, anche nel caso in cui l'adeguamento della connessione riguardi punti di connessione secondari. A tal fine, nella richiesta di adeguamento di una connessione, devono essere evidenziate le informazioni utili ad identificare gli altri punti di connessione ed in particolare: i relativi POD e i gestori delle reti su cui tali punti insistono. Sarà cura del gestore della rete su cui insiste il punto di connessione principale attivare un'eventuale procedura di coordinamento con gli altri gestori di rete coinvolti. Si precisa, inoltre, che anche la richiesta di un nuovo punto di connessione dell'ASSPC alla rete pubblica, in aggiunta agli esistenti, indipendentemente dal fatto che esista o meno una connessione circuitale tra i diversi punti, è considerato un adeguamento di una connessione esistente.

Articolo 10

Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata per un ASSPC

- 10.1 Ai fini della corretta erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e dispacciamento di cui al presente provvedimento, ferme restando ulteriori necessità derivanti dalla regolazione dell'Autorità ai fini della corretta ripartizione dell'energia elettrica immessa in presenza di più unità di produzione e ai fini della corretta applicazione delle norme in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, è necessario disporre:
- a) dei soli dati relativi all'energia elettrica immessa nella rete pubblica e prelevata dalla rete pubblica, nel caso di un ASSPC già in esercizio all'1 gennaio 2014, nonché nel caso degli ASSPC caratterizzati da impianti di produzione di energia elettrica aventi una potenza complessiva non superiore a 1 kW;
 - b) dei dati relativi all'energia elettrica immessa nella rete pubblica e prelevata dalla rete pubblica, nonché dei dati dell'energia elettrica prodotta dalle singole unità di produzione, in tutti gli altri casi.

- 10.2 Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica e prelevata dalla predetta rete dalle unità di produzione e consumo che costituiscono un ASSPC, si applicano le disposizioni di cui al TIME.
- 10.3 Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta all'interno di un ASSPC, fermo restando quanto previsto dal comma 10.1, si applicano le disposizioni di cui al TIME.
- 10.4 *Soppresso.*
- 10.5 *Soppresso.*
- 10.6 *Soppresso.*

Articolo 11

Profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC

- 11.1 Ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica si applica quanto previsto dall'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dall'articolo 2 del TIT.
- 11.2 Ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica si applica quanto previsto dall'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dall'articolo 2 del TIT.
- 11.3 Il soggetto firmatario dei contratti di cui al comma 11.1 non deve necessariamente coincidere con il soggetto firmatario dei contratti di cui al comma 11.2.
- 11.4 Qualora il cliente finale presente nell'ASSPC non coincida con il produttore presente all'interno del predetto ASSPC tali due soggetti possono liberamente optare per uno tra i seguenti rapporti contrattuali:
- a) i predetti soggetti (cliente finale e produttore) decidono di gestire separatamente i rapporti contrattuali inerenti i prelievi e le immissioni di energia elettrica nella rete pubblica, pertanto il cliente finale gestisce autonomamente i contratti relativi ai prelievi di energia elettrica, mentre il produttore gestisce i contratti relativi alle immissioni di energia elettrica;
 - b) i predetti soggetti (cliente finale e produttore) decidono che sia il cliente finale a sottoscrivere i contratti di cui ai commi 11.1 e 11.2. In questo caso, quindi, il cliente finale stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell'energia elettrica immessa e prelevata direttamente o per il tramite di un grossista. Nel caso dell'energia elettrica immessa è però necessaria la presenza di un mandato senza rappresentanza rilasciato dal produttore al cliente;
 - c) il cliente finale decide di avvalersi, tramite mandato senza rappresentanza, del produttore al fine della sottoscrizione dei contratti di cui al comma 11.2. In questo caso il produttore gestisce, nei confronti del sistema elettrico, i contratti di cui ai commi 11.1 e 11.2 e quindi, sul piano regolatorio, oltre ad esercitare l'attività di produzione di energia elettrica esercita, in relazione all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata nell'ASSPC, anche l'attività di vendita al dettaglio. Il produttore è soggetto a tutti gli obblighi

- regolatori a cui è soggetto un esercente l'attività di vendita dell'energia elettrica al dettaglio;
- d) il cliente finale ed il produttore scelgono di delegare ad un unico soggetto, diverso da essi, la gestione dei contratti di cui ai commi 11.1 e 11.2 per l'accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane il titolare del punto di connessione. In tal caso è il soggetto terzo, diverso da essi, a gestire i contratti per l'accesso al sistema elettrico. A tal fine, il cliente finale dà mandato senza rappresentanza al predetto soggetto terzo per la stipula dei contratti di cui al comma 11.2, mentre il produttore dà mandato senza rappresentanza al medesimo soggetto terzo per la stipula dei contratti di cui al comma 11.1.
- 11.5 I rapporti intercorrenti fra il produttore e il cliente finale presenti all'interno di un ASSPC e aventi ad oggetto l'energia elettrica prodotta e consumata che non transita attraverso la rete pubblica non sono oggetto di regolazione da parte dell'Autorità e vengono lasciati alla libera contrattazione fra le parti.
- 11.6 I gestori di rete concessionari adeguano i propri sistemi al fine di consentire ai clienti e ai produttori presenti negli ASSPC di scegliere liberamente uno qualunque tra i rapporti contrattuali di cui al presente articolo.

Articolo 12

Disposizioni per l'applicazione delle componenti tariffarie di trasmissione e distribuzione nonché a copertura degli oneri generali di sistema nel caso di un ASSPC

- 12.1 Nel caso di un ASSPC, fermo restando quanto previsto all'Articolo 9 nel caso di sistemi con più punti di connessione, le componenti tariffarie di trasmissione e distribuzione nonché a copertura degli oneri generali di sistema:
- espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kW impegnato per anno si applicano ai punti di prelievo, in relazione al livello di tensione dei predetti punti, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sui predetti punti e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
 - espresse in centesimi di euro/kWh per anno si applicano all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica, in relazione al livello di tensione dei predetti punti, alla potenza impegnata e alla potenza disponibile sui predetti punti e alla tipologia di utenza di appartenenza di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT.
- 12.2 Per le finalità di cui al comma 12.1 tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete viene attribuita al cliente finale presente nell'ASSPC e titolare dei punti di connessione, mentre tutta l'energia elettrica immessa in rete viene attribuita alle diverse unità di produzione presenti secondo quanto previsto dal TIME.

Articolo 13

Disposizioni per l'applicazione del TIQE 2016-2023 nel caso di un ASSPC

- 13.1 Ai fini dell'applicazione dell'Articolo 56 del TIQE 2016-2023 si fa riferimento alla tipologia contrattuale del cliente finale dell'ASSPC.

Articolo 14

Disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di un ASSPC

- 14.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete e prelevata dalla rete da parte di un ASSPC si applica la regolazione di cui all'Allegato A alla deliberazione 111/06 e al TIS attribuendo tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete al cliente finale presente nell'ASSPC e tutta l'energia elettrica immessa in rete alle diverse unità di produzione presenti, secondo le disposizioni di cui ai commi 14.2 e 14.3.
- 14.2 Nel caso degli ASSPC connessi alla rete elettrica tramite un solo punto di connessione o nei casi di cui al comma 9.1, lettera b), la regolazione del servizio di dispacciamento avviene in relazione alle quantità di energia elettrica misurate in ciascun punto di connessione con la rete elettrica.
- 14.3 Nei casi di cui al comma 9.1, lettere a) e c), la regolazione del servizio di dispacciamento avviene in relazione alle quantità di energia elettrica complessivamente attribuite come prelievi e immissioni al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolate secondo quanto previsto dai commi 9.2, 9.5, 9.7 e 9.9.
- 14.4 *Soppresso.*

Articolo 15

Disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela nel caso di un cliente finale presente in un ASSPC

- 15.1 Il cliente finale ricompreso all'interno di un ASSPC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 8, comma 8.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di maggior tutela.
- 15.2 Il cliente finale ricompreso all'interno di un ASSPC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 28, comma 28.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di salvaguardia.
- 15.3 Il diritto di accesso ai servizi di cui ai commi 15.1 e 15.2 può essere esercitato esclusivamente, qualora ne ricorrano le condizioni, dal cliente finale in via diretta. Se il cliente finale decide di avvalersi di un soggetto terzo, ivi incluso il produttore ricompreso nell'ASSPC, per la sottoscrizione dei contratti di cui al comma 11.2, non potrà accedere ai servizi di cui ai predetti commi 15.1 e 15.2.

Articolo 16

Disposizioni specifiche per gli ASSPC con impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore ai fini del rilascio della qualifica di SEU

Soppresso.

Articolo 17

Disposizioni specifiche per gli ASSPC con impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore ai fini del rilascio della qualifica di SEESEU-B

Soppresso.

Articolo 18

Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale presente in un ASSPC

- 18.1 Ai clienti finali morosi, ricompresi all'interno dei SSPC, si applica la regolazione di cui al TIMOE. A tal fine la richiesta di sospensione della fornitura di energia elettrica, inoltrata, ai sensi dell'articolo 4 del TIMOE, dal venditore all'impresa distributrice viene effettuata da quest'ultima coerentemente a quanto disposto dall'articolo 5 del medesimo TIMOE.
- 18.2 Prima di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura ai sensi dell'articolo 5 del TIMOE, l'impresa distributrice inoltra una comunicazione al produttore al fine di evidenziargli la data a seguito della quale non potrà più immettere energia elettrica in rete a causa della condizione di morosità in cui si trova il cliente finale presente nell'ASSPC. Qualora sussistano le condizioni di cui all'articolo 5, comma 5.6, del TIMOE, l'impresa distributrice inoltra un'analoga comunicazione al produttore anche prima dell'effettuazione dell'intervento di riduzione della potenza di cui al predetto comma 5.6.
- 18.3 Qualora il produttore presente all'interno di un ASSPC voglia evitare che, a seguito di una condizione di morosità gravante sul cliente finale, l'impianto di produzione sia impossibilitato ad immettere energia elettrica nella rete elettrica pubblica, può richiedere la realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità. A tal fine, il produttore, all'atto della richiesta di connessione o in un qualsiasi momento successivo, inoltra al gestore della rete cui l'ASSPC è connesso una richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità.
- 18.4 La richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità viene gestita dal gestore di rete concessionario ai sensi del TICA, prevedendo che:
- a) nei casi in cui la potenza in immissione richiesta sul punto di emergenza sia minore o uguale alla potenza in immissione richiesta sul punto di connessione dell'ASSPC, la richiesta di connessione di emergenza contro il rischio di morosità sia gestita, ai fini del calcolo del corrispettivo di connessione, come una richiesta di nuova connessione, mentre ai fini della definizione della STMG ed eventualmente della STMD, sia gestita come se la potenza in immissione richiesta fosse stata già prenotata dal produttore all'atto della richiesta di connessione dell'ASSPC e quindi già disponibile;
 - b) negli altri casi, la richiesta di connessione di emergenza contro il rischio di morosità sia gestita come una richiesta di nuova connessione presentata ai sensi del TICA.
- 18.5 In presenza di un punto di emergenza realizzato per le finalità di cui al comma 18.3, dovrà essere installato da parte del produttore un dispositivo che permetta l'apertura del collegamento fra l'impianto di produzione e l'utenza del cliente finale a seguito della chiusura del collegamento fra l'impianto di produzione e il punto di emergenza. Il predetto dispositivo dovrà essere installato in un luogo accessibile al gestore di rete e tale da assicurare ad esso la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, nel rispetto di quanto disposto dal decreto legislativo 81/08, in particolare senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi

speciali per l'occasione. Il gestore di rete all'atto dell'attivazione della connessione verifica il corretto funzionamento del predetto dispositivo.

- 18.6 Per le finalità di cui al comma 18.5, i gestori di rete, entro il 30 aprile 2014, definiscono una specifica tecnica finalizzata ad individuare le caratteristiche tecniche del dispositivo di cui al predetto comma 18.5, le modalità di installazione, nonché i requisiti necessari per evitare la manipolazione da parte di soggetti diversi dal gestore di rete.

Articolo 19

Disposizioni in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento

- 19.1 Agli impianti di produzione presenti in un ASSPC si applicano le medesime disposizioni, in materia di incentivazione, previste per la generalità degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento.

Articolo 20

Disposizioni in materia di bonus elettrico per i clienti soci

- 20.1 I clienti finali presenti in un ASSPC possono usufruire del *bonus* elettrico con le medesime modalità di cui al TIBEG.

Articolo 21

Disposizioni in materia di unbundling

- 21.1 Ai soli fini delle disposizioni regolate dal TIUC, la produzione dell'energia elettrica all'interno di un ASSPC è assimilata alla produzione dell'energia elettrica effettuata da autoproduttori di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99, qualora almeno il 70% dell'energia prodotta è consumata in loco.
- 21.2 In tutti i casi diversi da quelli di cui al comma 21.1, la produzione di energia elettrica all'interno di un ASSPC, ai fini del TIUC, è considerata attività di produzione di energia elettrica.

Articolo 22

Flussi informativi

- 22.1 Il GSE, in esito alle attività di cui all'articolo 7, ivi inclusa la verifica della corrispondenza fra quanto eventualmente dichiarato dai richiedenti e quanto già presente nel sistema GAUDI, comunica al medesimo sistema, secondo modalità definite da Terna, le informazioni inerenti:
- a) i sistemi che rientrano nei SEESEU-A;
 - b) i sistemi che rientrano nei SEESEU-B;
 - c) i sistemi che rientrano nei SEESEU-C;
 - d) i sistemi che rientrano nei SEESEU-D;
 - e) i sistemi che rientrano nei SEU;
 - f) i sistemi che rientrano nei SSP-A;
 - g) i sistemi che rientrano nei SSP-B;
 - h) i sistemi che rientrano negli ASAP;
 - i) i sistemi che rientrano negli ASE,

nonché i POD associati alle predette configurazioni e le informazioni inerenti ai relativi impianti di produzione.

- 22.2 A seguito dell'ottenimento delle informazioni di cui al comma 22.1, il sistema GAUDÌ, in relazione a ciascuna anagrafica POD, comunica al gestore di rete a cui è connesso l'ASSPC, nonché all'impresa distributrice competente, qualora l'ASSPC sia connesso alla RTN, l'esistenza di un ASSPC e la sua tipologia.
- 22.3 Terna, sentito il GSE, integra le presenti disposizioni al fine di definire eventuali ulteriori flussi informativi fra il sistema GAUDÌ e i sistemi del GSE necessari per la completa implementazione del presente provvedimento e le sottopone alla verifica del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.
- 22.4 Terna, sentite le imprese distributrici, integra le presenti disposizioni al fine di definire eventuali ulteriori flussi informativi fra il sistema GAUDÌ e i sistemi delle imprese distributrici necessari per la completa implementazione del presente provvedimento e le sottopone alla verifica del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.
- 22.5 Nel caso di nuove connessioni o di adeguamenti di connessioni esistenti relative ad ASSPC, i gestori di rete a seguito dell'attivazione della connessione ed entro le medesime tempistiche di cui all'articolo 10, comma 10.12, del TICA, comunicano al sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, la tipologia di ASSPC sulla base della dichiarazione rilasciata dal richiedente ai sensi del D.P.R 445/00.

Articolo 23

Modalità di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema nel caso di ASSPC con più unità di consumo di cui almeno una gestita da un'impresa a forte consumo di energia elettrica

- 23.1 Le disposizioni di cui al presente articolo trovano applicazione nel caso di ASSPC con più unità di consumo di cui almeno una gestita da un'impresa a forte consumo di energia elettrica.
- 23.2 Al fine di poter beneficiare del trattamento tariffario previsto per le imprese a forte consumo di energia elettrica nel caso di ASSPC con più unità di consumo, è necessario disporre di apparecchiature di misura atte a rilevare le misure elettriche per ogni singola unità di consumo (cd. UC interne). Le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura sono le medesime previste dal TIME. A tal fine occorre riferirsi al livello di tensione del punto di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica ovvero alle disposizioni di cui all'articolo 8 del TIME qualora vi siano più punti di connessione. Le misure elettriche per ogni singola unità di consumo insita nel medesimo ASSPC vengono utilizzate solo per le finalità di cui al presente articolo.
- 23.3 L'impresa distributrice competente applica le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema in relazione alle caratteristiche dei punti di connessione e della tipologia del titolare dei medesimi punti.
- 23.4 Il titolare del punto di connessione dell'ASSPC è tenuto a dichiararsi a Cassa affinché quest'ultima possa effettuare il conguaglio, secondo modalità e tempistiche da quest'ultima definite, tra quanto effettivamente versato all'impresa

distributrice competente e quanto avrebbe dovuto versare applicando i medesimi criteri di cui all'articolo 21 del TISDC. A tal fine, in luogo del “punto di connessione della relativa utenza al SDC”, occorre riferirsi al “punto sulla linea elettrica dell'ASSPC a cui è collegata ogni unità di consumo a cui sono riferite le misure elettriche corrispondenti alla medesima unità”. Cassa può richiedere al titolare del punto di connessione il rilascio di una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria.

- 23.5 Le disposizioni di cui al presente articolo possono trovare applicazione anche nelle more dell'installazione e dell'attivazione delle apparecchiature di misura di cui al comma 23.2, purché per un periodo di tempo limitato e non superiore a sei mesi. In tal caso occorre riferirsi ai dati di misura disponibili, ivi inclusi quelli eventualmente messi a disposizione dell'Agenzia delle dogane, e a stime della potenza impegnata.

Articolo 24

Disposizioni al GSE per l'implementazione del registro dei SEU e dei SEESEU

Soppresso.

Articolo 25

Disposizioni transitorie in merito all'erogazione dei servizi di sistema in un ASSPC

Soppresso.

Articolo 26

Disposizioni in merito all'evoluzione degli ASSPC

- 26.1 I SEESEU-C in cui si riscontri la presenza di uno o più impianti di produzione di energia elettrica gestiti da diversi soggetti giuridici ed una o più unità di consumo di energia elettrica gestite da diversi soggetti giuridici che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento appartengono ad un unico gruppo societario, possono essere ricompresi nei SEESEU-B purché entro il 31 luglio 2015 tutte le unità di produzione presenti all'interno della predetta configurazione siano gestite da un unico produttore e tutte le unità di consumo presenti all'interno della predetta configurazione siano gestite da un unico cliente finale e purché i predetti impianti di produzione siano alimentati da fonti rinnovabili o siano cogenerativi ad alto rendimento sulla base della valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento.

26.2 *Soppresso.*

26.3 *Soppresso.*

26.4 *Soppresso.*

26.5 *Soppresso.*

26.6 *Soppresso.*

26.7 *Soppresso.*

PARTE III

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 27

Attività di verifica a seguito del rilascio della qualifica

- 27.1 Al principale fine di verificare l'assenza, all'interno degli ASSPC, di clienti finali non facenti parte del sistema né connessi, direttamente o indirettamente alla rete pubblica (cd. clienti finali "nascosti"), l'Autorità effettua i controlli avvalendosi del GSE. Le verifiche, nel caso di sistemi diversi da SEU e SEESEU possono essere solo documentali oppure possono essere effettuate anche per il tramite di sopralluoghi. Il GSE inserisce tra i criteri di priorità per l'effettuazione dei sopralluoghi l'assenza della previa verifica documentale ivi inclusi i casi di cui al comma 7.3, lettera a).
- 27.2 Le imprese distributrici a partire dall'1 gennaio 2015 avviano azioni di verifica attraverso i propri sistemi informativi finalizzate, tramite controlli incrociati sui propri dati, a verificare che ad ogni punto di connessione per il tramite del quale avvengono prelievi e immissioni di energia elettrica corrisponda sul sistema GAUDÌ un ASSPC. Fanno eccezione i soli punti di connessione asserviti a impianti di produzione di energia elettrica per il tramite dei quali viene prelevata unicamente energia elettrica destinata ad alimentare i servizi ausiliari. Qualora, a seguito di tali verifiche, vengano individuati punti di connessione relativi a presunti ASSPC non registrati nel sistema GAUDÌ, l'impresa distributtrice segnala ai titolari di tali punti di connessione la presunta irregolarità e la necessità di procedere entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione ad aggiornare le anagrafiche GAUDÌ secondo le procedure previste per le modifiche delle connessioni esistenti. In assenza di un riscontro da parte del titolare del punto di connessione, l'impresa distributtrice invia un elenco con i soggetti inadempienti, i relativi POD e i codici CENSIMP degli impianti che risultano connessi per il tramite dei predetti POD all'Autorità.

Articolo 28

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso delle cooperative storiche senza rete

- 28.1 Nel caso delle cooperative storiche senza rete, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle parti I e IV del TICOOP.
- 28.2 Le cooperative di cui al comma 28.1 non sono SAP o SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, né rientrano fra i SEESEU, essendo sprovviste di una propria rete tramite cui fornire energia elettrica ai propri soci.

Articolo 29

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso dei consorzi storici senza rete

- 29.1 Nel caso dei consorzi storici senza rete, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle parti I e IV del TICOOP.

- 29.2 I consorzi storici di cui al comma 29.1 non sono SAP o SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, né rientrano fra i SEESEU essendo sprovvisti di una propria rete tramite cui fornire energia elettrica ai propri soci.

Articolo 30

Disposizioni per l'erogazione dei servizi elettrici nel caso dei nuovi consorzi

- 30.1 Nel caso di nuovi consorzi, ai fini dell'erogazione dei servizi di cui al comma 3.1, si applica quanto previsto dalle parti I e V del TICOOP.
- 30.2 I nuovi consorzi di cui al comma 30.1 non sono SSPC, né la produzione di energia elettrica realizzata da essi per la fornitura ai propri soci è assimilabile alla produzione dell'energia elettrica effettuata da autoproduttori ai fini dell'applicazione del TIUC.

Articolo 31

Disposizioni finali

- 31.1 Qualora sulle linee elettriche di un ASSPC siano connessi impianti di produzione o consumo di terzi, questi ultimi sono tenuti a richiedere al gestore di rete concessionario la connessione alla rete pubblica. Quest'ultimo può erogare la connessione per il tramite delle linee elettriche dell'ASSPC nel rispetto del principio di minimizzazione dei costi sistemici: in tale caso, il gestore di rete concessionario e il gestore delle predette linee private sono tenuti a sottoscrivere un'apposita convenzione al fine di stabilire le modalità tecniche ed economiche per l'utilizzo delle predette linee per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione ai terzi connessi.
- 31.2 Ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 79/99, sono fatte salve le prerogative statutarie della Regione Autonoma Valle d'Aosta e delle Province Autonome di Trento e Bolzano, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 15 e 16, della legge 481/95.

SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

Regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo

*(in conformità all'allegato A alla deliberazione 578/2013 e s.m.i. – Testo
Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo)*

Versione n. 1 – 27 giugno 2018

Indice

PREMESSA: FINALITÀ DELLE REGOLE APPLICATIVE E RUOLO DEL GSE	4
1. QUADRO GENERALE	6
1.1. Il contesto normativo: schema di sintesi del Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC)	6
1.1.1. Definizioni di base e altri elementi propedeutici alla richiesta di riconoscimento	7
1.1.1.1. Definizioni del TISSPC	7
1.1.1.2. Ulteriori definizioni necessarie ai fini dell'applicazione delle presenti Regole Applicative ...	11
2. CRITERI PER IL RILASCIO DEL RICONOSCIMENTO	15
2.1. Categorie di sistemi semplici di produzione e consumo	15
2.2. Identificazione degli elementi principali di un ASSPC	18
2.3. Precisazioni e approfondimenti tematici.....	20
2.3.1. Unità di Consumo	20
2.3.2. Potenza di un ASSPC.....	22
2.3.3. Titoli autorizzativi e avvio dei lavori.....	23
2.3.4. Sistemi SEU e SEESEU-B.....	24
2.3.5. Definizione di impianti di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento utilizzata ai fini del TISSPC	25
2.3.6. Ulteriori precisazioni sulla definizione di produttore	26
2.3.7. Ulteriori precisazioni sulla definizione di cliente finale	27
2.3.8. Data di entrata in esercizio di un ASSPC	27
2.3.9. Configurazioni di un ASSPC	29
2.3.10. Individuazione del Soggetto Referente dell'ASSPC	30
3. SOGGETTI INTERESSATI E MODALITÀ DI PRESENTAZIONE DELLA RICHIESTA DI RICONOSCIMENTO.....	32
3.1. Soggetti automaticamente qualificati dal GSE	32
3.1.1. Regole per la presentazione della richiesta di riconoscimento	33
3.2. Modalità di presentazione della richiesta di riconoscimento	33
3.2.1. Registrazione al Portale	34
3.2.2. Richiesta di riconoscimento.....	34
3.2.2.1. Documentazione da allegare alla richiesta di riconoscimento.....	36

3.2.2.2.	Sistemi con impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore	38
3.2.3.	Riepilogo documentazione per categoria di sistema.....	39
4.	PROCEDIMENTO DI RICONOSCIMENTO DI SISTEMA SEMPLICE DI PRODUZIONE E CONSUMO	41
4.1.	Comunicazione dell'esito di valutazione al Soggetto Referente.....	41
4.1.1.	Richiesta di integrazione documentale	42
4.1.2.	Comunicazione dei motivi ostativi all'accoglimento della domanda di riconoscimento e provvedimento conclusivo del procedimento	43
	ALLEGATI.....	44
	APPENDICE.....	64

PREMESSA: FINALITÀ DELLE REGOLE APPLICATIVE E RUOLO DEL GSE

Nel presente documento sono definite le Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC), conformemente all'Allegato A di cui alla Delibera 578/2013/R/eel "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo" (di seguito "TISSPC").

Con la delibera 276/2017/R/eel del 20/04/2017 emanata dall'Autorità in applicazione del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, c.d. "Milleproroghe 2017", è stato attribuito al GSE il compito di identificare gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) che comprendono i sistemi SSP-A, SSP-B, SEU, SEESEU, ASE e ASAP, come meglio definiti nel seguito, classificandoli nella categoria di appartenenza previa verifica di conformità alla normativa e alla regolazione di riferimento tramite istruttoria tecnica.

Prima dell'entrata in vigore della suddetta delibera, il Gestore dei Servizi Energetici (di seguito GSE) aveva il ruolo di qualificare i soli sistemi di tipo SEU e SEESEU.

L'appartenenza di un sistema elettrico, non rientrante nelle reti elettriche private, a una delle categorie dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo è condizione necessaria e sufficiente per poter beneficiare delle esenzioni dal pagamento degli oneri di sistema e della tariffe di rete sull'energia autoconsumata ovvero prodotta e consumata all'interno del sistema stesso.

Il TISSPC prevede che, nel caso di sistemi elettrici che non siano riconducibili a una delle categorie degli SSPC (e che non appartengano alle reti private), i produttori e clienti finali presenti al loro interno siano tenuti a mettere in atto delle azioni finalizzate a ricondurre il sistema a una delle configurazioni consentite dalla regolazione (quali, a esempio, la connessione alla rete pubblica di impianti di produzione o unità di consumo di soggetti terzi connessi al sistema).

La delibera 276/2017/R/eel prevede che, per i sistemi che hanno già presentato una richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE verifichi quale sia la categoria di appartenenza del sistema tra quelle previste dal TISSPC, in accordo con le presenti Regole Applicative.

Per tutti gli altri ASSPC già in esercizio al 30/04/2017, invece, il GSE ha definito le modalità per l'identificazione e la classificazione, tramite un'apposita Procedura proposta dal GSE e approvata dell'Autorità. La Procedura prevede che tali sistemi vengano identificati dal GSE sulla base dei dati e delle informazioni già in possesso del GSE e dei dati forniti al GSE dall'Acquirente Unico, dai Gestori di Rete (GdR) e da Terna.

In particolare, per i sistemi connessi in media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW, la Procedura prevede che la classificazione avvenga sulla base di ulteriori dati e documenti che i produttori e clienti finali di tali sistemi sono tenuti a inviare al GSE.

A tal fine, il GSE ha inviato, ai produttori e ai clienti finali dei sistemi identificati, connessi entro il 30/04/2017 alla rete di media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW per i quali non è mai pervenuta alcuna richiesta di qualifica, una comunicazione contenente le

istruzioni per la trasmissione di una richiesta di riconoscimento del sistema quale sistema semplice di produzione e consumo.

La richiesta di riconoscimento permette al GSE di classificare tali sistemi nella categoria di appartenenza, valutandone al contempo la conformità alla normativa e regolazione di riferimento e più in particolare verificando l'assenza di altri clienti finali, oltre al titolare del punto connessione, impropriamente connessi a tali sistemi (c.d. "clienti nascosti").

Le Regole Applicative illustrate nel documento in oggetto definiscono le **modalità di richiesta del riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo di tipo SEU, SEESEU (A-B-C-D), ASAP o ASE** e descrivono **il procedimento di valutazione**, effettuato secondo criteri di certezza, equità di trattamento e non discriminazione, e **di comunicazione degli esiti** della richiesta da parte del GSE.

Il documento è strutturato nelle seguenti parti:

- nel **Capitolo 1** "*Quadro generale*" sono sintetizzati i principali contenuti del TISSPC;
- nel **Capitolo 2** "*Criteri per il rilascio del riconoscimento*" sono descritte le tipologie di sistema semplice di produzione e consumo previsti dalla normativa e regolazione;
- nel **Capitolo 3** "*Soggetti interessati e modalità di presentazione della richiesta di riconoscimento*" sono evidenziati alcuni aspetti fondamentali per la corretta presentazione della domanda di riconoscimento, oltre ai dati e alla documentazione necessaria per richiedere il riconoscimento;
- nel **Capitolo 4** "*Procedimento di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo*" sono illustrate le modalità di comunicazione dell'esito della richiesta di riconoscimento e le modalità di gestione delle eventuali integrazioni documentali e del preavviso di rigetto.

Sono parte integrante del presente documento gli Allegati contenenti, tra l'altro, i flussi del procedimento di riconoscimento, un fac-simile della richiesta di riconoscimento e le appendici recanti alcuni schemi esemplificativi di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, nonché una sintesi dei dati richiesti per ogni categoria di sistema.

Sul sito dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito Autorità) sono, inoltre, presenti al link di seguito riportato - https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm - alcune FAQ che integrano i contenuti del presente documento.

1. QUADRO GENERALE

1.1. Il contesto normativo: schema di sintesi del Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC)

Il **decreto legislativo n. 115/08** e s.m.i., di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, definisce, tra l'altro, i sistemi efficienti di utenza e i sistemi a essi equiparati, attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento, tenendo conto delle agevolazioni previste.

L'Autorità, mediante il provvedimento **578/2013/R/eel** e s.m.i., ha definito, con decorrenza dal 1° gennaio 2014, le **modalità per la regolazione dei servizi di connessione, di misura, di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento e di vendita** per le configurazioni impiantistiche che rientrano nella categoria dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, dando attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo n. 115/08 e dalla Legge 99/09.

Il GSE ha elaborato le presenti Regole Applicative ai sensi della normativa vigente, dei regolamenti di riferimento e sulla base degli ulteriori indirizzi forniti dall'Autorità.

I **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)** sono *“sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico.”*

Gli **SSPC si suddividono in due gruppi**: i Consorzi e Cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (**ASSPC**).

Gli ASSPC, a loro volta, si suddividono nelle seguenti categorie:

- SSP-A, B - sistemi in regime di Scambio sul Posto di tipo A o B;
- SEU - Sistemi Efficienti di Utenza;
- SESEU-A, B, C o D - Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo A, B, C o D;
- ASAP - Altri Sistemi di Auto Produzione;
- ASE - Altri Sistemi Esistenti.



Figura 1: Schema riassuntivo dei SSPC e degli ASSPC

Si segnala che, ai sensi dell’art. 4, comma 4.4, del TISSPC, “nuove configurazioni impiantistiche caratterizzate dalla presenza di una o più unità di consumo e una o più unità di produzione, che non rientrano nella categoria delle reti elettriche¹, né in alcuno dei sottoinsiemi che compongono l’insieme dei SSPC, sono configurazioni non ammissibili e pertanto non devono essere connesse alla rete elettrica.”

1.1.1. Definizioni di base e altri elementi propedeutici alla richiesta di riconoscimento

1.1.1.1. Definizioni del TISSPC

Ai fini dell’applicazione delle disposizioni di cui al TISSPC, si applicano le definizioni di cui all’art. 1, comma 1.1, dello stesso.

In particolare:

- **cliente finale:** “persona fisica o giuridica che non esercita l’attività di distribuzione e che preleva l’energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private”;
- **connessione diretta ad una rete:** “una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete senza l’interposizione di elementi di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete”;
- **connessione indiretta ad una rete:** “una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete tramite l’interposizione di elementi di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete”;
- **GAUDÌ:** “il sistema di Gestione dell’Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all’articolo 9, comma 9.3,

¹ Ai sensi dell’art.1, comma 1.1, del TISSPC, si definisce rete elettrica il “sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti tra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale”.

lettera c), della deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, e alla deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10”;

- **gruppo societario:** “insieme di società tra le quali sussistono rapporti di controllo di diritto o di fatto come definiti dall’articolo 3, paragrafo 2, del regolamento (CE) 139/2004 del Consiglio del 20 gennaio 2004 e sue successive modifiche” - (definizione in vigore fino all’1 febbraio 2016);
- **gruppo societario:** “insieme di società riconducibili al medesimo gruppo societario ai sensi dell’articolo 2359 del codice civile” - (definizione in vigore dal 2 febbraio 2016);
- **impianto di produzione:** “l’insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell’energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica. Esso comprende l’edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l’insieme, funzionalmente interconnesso:
 - delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica
 - e
 - dei gruppi di generazione dell’energia elettrica, dei servizi ausiliari di impianto e dei trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

L’interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell’utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all’esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione”;

- **impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento ai fini della delibera 578/2013/R/eel e s.m.i.:** “per un dato anno n , un impianto di produzione che rispetta le condizioni di cui al decreto legislativo 20/07 e al decreto 4 agosto 2011 e per il quale la grandezza E_{CHP} , definita dai medesimi decreti, è risultata nell’anno $n-1$, superiore o pari al 50%, espresso senza cifre decimali con arrotondamento commerciale, della produzione totale lorda di energia elettrica”;
- **piena disponibilità di un’area:** “possesso, in relazione ad una determinata area, di un diritto di proprietà o di altri titoli quali il possesso di un diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale quale un contratto di comodato d’uso o di locazione. Il diritto di servitù non è un titolo idoneo a ritenere un’area nella piena disponibilità di un soggetto”;

- **potenza attiva nominale di un gruppo di generazione:** *“la somma aritmetica delle potenze nominali attive dei generatori elettrici principali, compresi quelli di riserva, di cui è composto il gruppo di generazione. Nel solo caso in cui uno o più alternatori siano azionabili alternativamente e singolarmente da un unico motore primo, ai fini del calcolo della potenza attiva nominale del gruppo, si considera il solo alternatore di potenza maggiore”;*
- **potenza di un impianto:**
 - *“per gli impianti fotovoltaici, la somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite dalle rispettive norme di prodotto;*
 - *per gli altri impianti, la somma delle potenze attive nominali dei gruppi di generazione che costituiscono l'impianto”;*
- **produttore:** *“persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione”;*
- **rete elettrica:** *“sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica”;*
- **rete pubblica:** *“una qualsiasi rete elettrica gestita da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Tali gestori, essendo esercenti di un pubblico servizio, hanno l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste”;*
- **SSP-A:** *“ASSPC in regime di scambio sul posto caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW”;*
- **SSP-B:** *“ASSPC in regime di scambio sul posto non rientrante nella categoria di SSP-A”;*
- **Testo Integrato Connessioni (TIC):** *“Allegato C alla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel”;*
- **Testo integrato Settlement (TIS):** *“Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato”;*

- **Testo integrato Trasporto (TIT):** *“Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, come successivamente modificato e integrato”;*
- **unità di consumo (UC):** *“insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un’unica unità di consumo nei seguenti casi:*
 - *unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;*
 - ²*unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell’unità di consumo relativa alle utenze condominiali;*
 - ²*unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest’ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all’interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.*

Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l’attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui all’articolo 5, commi 5.2 e 5.3, del TIC o di cui al comma 9.1 del presente provvedimento. A ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell’energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all’articolo 2, comma 2.2, del TIT;

- **unità immobiliare:** *“l’unità immobiliare come definita dalle norme in materia catastale, dotata di propria autonomia funzionale e reddituale”;*
- **unità di produzione (UP):** *“l’insieme di uno o più gruppi di generazione connessi alle reti pubbliche anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d’utenza³ e nella disponibilità di un utente del dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite da Terna nel Capitolo 4 al Codice di rete ed approvate dall’Autorità, e tali*

² Riguardo a tale casistica, introdotta dalla deliberazione 894/2017/R/eel, si fa presente che l’Autorità, con il comunicato del 29 maggio 2018, ha precisato che la definizione di "unità di consumo", nella sua versione modificata dalla deliberazione 894/2017/R/eel, esplica i suoi effetti, limitatamente all’ambito regolatorio di competenza dell’Autorità, solo a partire dalla data di entrata in vigore della modifica stessa (22 dicembre 2017) e non assume valenza retroattiva.

³ Come definite della Legge 99/2009 e s.m.i.

che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione”;

- **valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini della delibera 578/2013/R/eel e s.m.i.:** *“valutazione di impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai fini del presente provvedimento effettuata sulla base dei dati di progetto dell’impianto”.*

1.1.1.2. Ulteriori definizioni necessarie ai fini dell’applicazione delle presenti Regole Applicative

- **Codice CENSIMP:** codice identificativo dell’impianto di produzione registrato su GAUDÌ;
- **codice richiesta dell’impianto:** codice identificativo della richiesta di censimento dell’impianto di produzione su GAUDÌ;
- **codice identificativo del punto di connessione (codice POD):** è il codice di cui all’art. 14 del TIS utilizzato solo al fine di identificare il punto di connessione con il corredo delle proprie informazioni tecniche (in termini di potenza, livello di tensione etc.);
- **codice identificativo del punto di connessione di una utenza (Unità di Consumo o impianto di produzione) virtualmente connessa alla rete pubblica (POD virtuale):** è il codice POD di cui all’art. 14 del TIS attribuito, dall’impresa distributrice concessionaria, nel territorio su cui sorge l’ASSPC, al punto di connessione fisico fra un’utenza della rete pubblica connessa fisicamente alle linee dell’ASSPC e le predette linee;
- **data di entrata in esercizio di un ASSPC:** è la data in cui si è formata per la prima volta una configurazione in cui vi è un collegamento privato che connette alla rete pubblica, oltre che tra loro, almeno un impianto di produzione e una Unità di Consumo (nucleo originario dell’ASSPC). Tale data coincide con la data più recente tra:
 - la data di entrata in esercizio dell’impianto di produzione che costituisce il nucleo originario dell’ASSPC;
 - la data di entrata in esercizio dell’Unità di Consumo che costituisce il nucleo originario dell’ASSPC;
 - la data di entrata in esercizio del collegamento privato che costituisce il nucleo originario dell’ASSPC.
- **data di entrata in esercizio di un collegamento privato o linea privata:** è la data in cui è stata messa per la prima volta in esercizio la linea privata;

- **data di entrata in esercizio di un impianto di produzione:** è la data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale dell'impianto di produzione a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale e riattivazione come risultante dall'anagrafica del sistema GAUDÌ. Nel caso in cui l'impianto sia costituito da più di un gruppo di generazione elettrica, la data di entrata in esercizio dell'impianto coincide con la prima, in ordine temporale, tra le date di entrata in esercizio dei gruppi di generazione che costituiscono l'impianto stesso;
- **data di entrata in esercizio di un'Unità di Consumo:** è la data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale dell'Unità di Consumo a seguito di nuova costruzione, come risultante dall'anagrafica dell'impresa distributrice sul cui territorio insiste l'Unità di Consumo. Tale data coincide con la data di prima attivazione della fornitura di energia elettrica per la predetta Unità di Consumo ;
- **gestore di rete pubblico o gestore concessionario (gestore di rete):** è il gestore di una rete di distribuzione o di trasmissione. In quanto titolare di una concessione per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione, è titolato ad erogare i predetti servizi pubblici;
- **integrale ricostruzione:** è l'intervento che prevede la realizzazione di un impianto in un sito su cui, prima dell'avvio dei lavori, preesisteva un altro impianto di produzione di energia elettrica, del quale può essere riutilizzato un numero limitato di infrastrutture e opere preesistenti;
- **potenziamento di un impianto:** è l'intervento che prevede la realizzazione di opere sull'impianto volte ad ottenere un aumento della potenza dell'impianto;
- **punto di interconnessione:** è il confine fisico, tra due reti elettriche o linee elettriche, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;
- **punto di interconnessione virtuale o punto indiretto di interconnessione:** è il punto di connessione di un'utenza della rete pubblica sulle linee elettriche dell'ASSPC. In tali casi quindi il punto di connessione fisico dell'utenza della rete pubblica alle linee elettriche dell'ASSPC è allo stesso tempo:
 - il punto di connessione dell'utenza alla rete pubblica (punto di connessione virtuale) e come tale identificato, ai sensi dell'art. 14 del TIS, da un codice identificativo POD (per tali punti chiamato: codice POD virtuale) rilasciato dall'impresa distributrice concessionaria nel territorio;
 - un punto di interconnessione (virtuale o indiretto) fra la rete pubblica e le linee private dell'ASSPC;
- **punto di connessione:** è il confine fisico tra la rete di distribuzione o la rete di trasmissione e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Nel caso di connessioni

a reti elettriche gestite da soggetti diversi e utilizzate dai gestori di rete, sulla base di apposite convenzioni, per lo svolgimento delle proprie funzioni, il punto di connessione è il confine fisico tra la predetta rete gestita da soggetti diversi e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;

- **punto di connessione principale e secondario** (art. 9, comma 9.7, del TISSPC): nel caso in cui vi siano più punti di connessione dell'ASSPC con la rete pubblica, viene individuato un punto di connessione principale. Gli altri punti di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica distinti dal principale sono definiti punti di connessione secondari.

Il punto di connessione principale è il punto di connessione al più alto livello di tensione. In presenza di più punti di connessione al medesimo livello di tensione, il punto di connessione principale è individuato utilizzando i seguenti criteri in ordine di priorità:

1. se almeno uno dei punti di connessione al medesimo livello di tensione è un punto di connessione alla rete RTN, si suppone che l'ASSPC sia connesso alla RTN e che tale punto sia il punto di connessione principale;
2. se i punti di connessione al medesimo livello di tensione insistono su reti di distribuzione di diverse imprese distributrici, si suppone che l'ASSPC sia connesso alla rete di distribuzione dell'impresa distributtrice sulla cui rete insiste il punto di connessione dell'ASSPC con il maggior valore di potenza disponibile;

Se l'ASSPC presenta più punti di connessione e se, in particolare, il punto di connessione principale è su RTN, mentre i punti di connessione secondari insistono su reti di distribuzione di diversi gestori, l'impresa distributtrice competente ai fini della regolazione dei prelievi e della misura è l'impresa distributtrice sul cui territorio insiste il punto di connessione principale;

- **punto di connessione di emergenza contro il rischio di morosità:** punto di connessione aggiuntivo alla rete pubblica richiesto dal produttore nel caso in cui, a seguito di condizione di morosità gravante sul cliente finale, l'impianto di produzione sia impossibilitato a immettere energia elettrica nella rete pubblica;
- **periodo di vigenza del riconoscimento della categoria di SEESEU-C:** il periodo che decorre dalla data dell'1 gennaio 2014 e termina il 31 dicembre 2015, ovvero l'1 febbraio 2016 per i soli SEESEU-C che dal 2 febbraio 2016 vengono ricompresi fra i SEESEU-A, secondo quanto previsto dalla deliberazione 72/2016/R/eel;
- **riattivazione di un impianto:** è la messa in servizio di un impianto, dismesso da oltre dieci anni;

- **rifacimento di un impianto:** è l'intervento finalizzato al mantenimento in piena efficienza produttiva dell'impianto e può includere sostituzioni, ricostruzioni e lavori di miglioramento di varia entità e natura, da effettuare su alcuni dei principali macchinari ed opere costituenti l'impianto;
- **Soggetto Referente:** soggetto cui viene conferito congiuntamente dai produttori e dai clienti finali, presenti all'interno di un ASSPC, mandato con rappresentanza ad interloquire con il GSE per la gestione tecnica ed amministrativa della richieste di riconoscimento;
- **utente della rete pubblica:** è un utente responsabile della gestione di un'utenza della rete pubblica in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- **utenza della rete pubblica:** è un'utenza, sia essa un impianto di produzione o di consumo, connessa direttamente o indirettamente alla rete pubblica, che accede al sistema elettrico avvalendosi delle prestazioni del gestore concessionario della rete pubblica cui è direttamente o indirettamente connessa;
- **utenza virtualmente connessa alla rete pubblica:** è un'utenza della rete pubblica, impianto di produzione o Unità di Consumo, che però, per scelta del gestore di rete concessionario, non è stata direttamente connessa alla rete di distribuzione o alla rete di trasmissione, ma è stata ad esse indirettamente connessa utilizzando le linee private di un ASSPC. I punti di connessione di tali utenze alle linee dell'ASSPC sono quindi da ritenersi come punti di interconnessione virtuale fra le linee dell'ASSPC e la rete pubblica (punti indiretti di interconnessione). A tali utenze, quindi, virtualmente connesse alla rete dell'impresa distributrice competente nel territorio o alla rete di trasmissione nazionale, si applica la medesima regolazione vigente per le utenze delle reti pubbliche direttamente connesse ad esse, con tutti i relativi diritti ed obblighi. In relazione a tali utenze si veda quanto previsto dall'art. 31, comma 31.1, del TISSPC e dalle relative FAQ pubblicate dall'Autorità (https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm).

2. CRITERI PER IL RILASCIO DEL RICONOSCIMENTO

2.1. Categorie di sistemi semplici di produzione e consumo

Ai sensi di quanto previsto dall'art. 1, comma 1.1, del TISSPC:

a) **il Sistema Efficiente di Utente (SEU) è**

definizione valida fino all'1 febbraio 2016

un "Sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza complessivamente non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione".

definizione valida a decorrere dal 2 febbraio 2016

un "Sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione".

b) **i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente (SESEU) sono** "realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:

i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;

ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di

realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;

iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU (tenendo in considerazione le modifiche introdotte dalla legge 221/15, con decorrenza 2 febbraio 2016);

iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data dell'1 gennaio 2016;

v. sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;

vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema”.

I SEESEU sono classificati in tre categorie (A, B e C):

- i **SEESEU-A** sono sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iv. sopra riportati e pertanto sono sistemi esistenti, nel senso specificato ai punti i. e ii., caratterizzati
 - o dalla presenza di un unico soggetto giuridico che, nel contempo, assume la qualifica di cliente finale e di produttore. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data dell'1 gennaio 2014 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data dell'1 gennaio 2016;
 - o ovvero dalla presenza di unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti al medesimo gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di

entrata in vigore della legge 221/15 (2 febbraio 2016) ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema;

- i **SEESEU-B** soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e iii. sopra riportati. Sono pertanto sistemi esistenti, nel senso specificato ai punti i. e ii., che rispettano anche i requisiti previsti per i SEU. Devono, quindi, essere caratterizzati da un solo cliente finale e un solo produttore eventualmente diversi tra loro, da un'unica Unità di Consumo, nonché da uno o più impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento aventi, complessivamente, una potenza massima di 20 MW. Il limite della potenza è stata eliminato a decorrere dal 2 febbraio 2016;
- i **SEESEU-C** soddisfano i requisiti di cui ai punti i., ii. e v. sopra riportati. Sono pertanto sistemi esistenti nel senso specificato ai punti i. e ii., già in esercizio alla data del 31/12/2013 e caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario.

Il riconoscimento della categoria di **SEESEU-C** è transitorio: è valido solo fino al 31 dicembre 2015 ovvero fino all'1 febbraio 2016 per i soli SEESEU-C che dal 2 febbraio 2016 vengono ricompresi fra i SEESEU-A.

Rientrano nella categoria dei SEESEU-C anche i consorzi storici dotati di rete propria, come previsto dall'art. 6 del TISSPC. Tali consorzi **non sono oggetto di riconoscimento da parte del GSE**, ma, ai sensi del punto 12 della deliberazione 578/2013/R/eel, è l'Autorità a definire le tempistiche e le modalità di iscrizione degli stessi all'apposito registro.

Si precisa che, con deliberazione 574/2014/R/eel e s.m.i., l'Autorità ha previsto che sia possibile l'installazione di sistemi di accumulo all'interno di sistemi semplici di produzione e consumo.

Vengono definiti **Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP)** i sistemi *“in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante.”*

Sono definiti **Altri Sistemi Esistenti (ASE)** i *“Sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il presente provvedimento nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente*

finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario.”

Sono poi definiti **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza di tipo D (SESEU-D)** i “*sistemi inizialmente identificati come Reti Interne di Utenza, caratterizzati dalla presenza di un unico produttore, sia esso un’unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario, e un unico cliente finale, sia esso un’unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario.* “.

2.2. Identificazione degli elementi principali di un ASSPC

Un ASSPC è costituito **almeno** da:

- un impianto di produzione di energia elettrica;
- un’Unità di Consumo;
- un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi tra l’impianto di produzione e l’UC;
- un collegamento alla rete pubblica (impianto di utenza per la connessione).

Un ASSPC può essere caratterizzato, a seconda della categoria:

- dalla **presenza di più impianti di produzione di energia elettrica e/o da una o più UC** (nel caso di SEU e SESEU-B è ammessa la presenza di una sola UC);
- **uno o più punti di connessione** alla rete elettrica.

Ciascun impianto di produzione, registrato in GAUDÌ e identificato dal codice CENSIMP, può essere costituito da **una o più Unità di Produzione (UP)**.

Un ASSPC, anche se caratterizzato da un insieme di impianti di produzione e dalle Unità di Consumo interconnessi tramite collegamenti privati, è, comunque, riconducibile a uno **schema** in cui vi è:

- **un solo produttore** (responsabile della gestione degli impianti di produzione), che sia una persona fisica o giuridica o un insieme di produttori appartenenti allo stesso gruppo societario⁴;
- **un solo cliente finale** (responsabile della gestione delle UC), che sia una persona fisica o giuridica o un insieme di clienti finali appartenenti allo stesso gruppo societario.

Il produttore e il cliente finale **possono anche coincidere tra loro**.

⁴ Fanno eccezione i SESEU-C che fino al 2015 possono essere caratterizzati dalla presenza di più produttori non necessariamente appartenenti allo stesso gruppo societario.

Ai fini del riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo è necessario considerare **tutti gli impianti di produzione e tutte le UC** interconnessi circuitalmente tra loro tramite collegamenti privati, nonché tutti i punti di connessione del Sistema alla rete elettrica.

Per **ciascun impianto di produzione** bisogna, inoltre, **considerare tutte le UP**, comprese quelle eventualmente non connesse elettricamente alle UC e tutti i punti di prelievo degli ausiliari d'impianto.

Nel caso siano presenti altre UC e/o impianti di produzione non circuitalmente interconnessi con gli impianti di produzione e/o con le UC del Sistema per il quale si richiede il riconoscimento, ma che insistono sulle stesse particelle catastali del predetto Sistema, **il richiedente dovrà dichiararne la presenza**, motivando tali evidenze nella relazione descrittiva allegata alla richiesta di riconoscimento da presentare al GSE (potrebbero, ad esempio, essere presenti impianti e/o UC direttamente connessi alla rete pubblica).

Nel caso di un Sistema caratterizzato dalla presenza di UC e/o impianti di produzione indirettamente connessi alle linee private di un ASSPC e quindi gestiti come utenze virtualmente connesse alla rete pubblica (cfr. paragrafo 1.1.1.2), **il richiedente dovrà dichiararne la presenza**, motivando tali evidenze nella relazione descrittiva allegata alla richiesta di riconoscimento (tali UC e impianti gestiti da soggetti terzi **sono, dunque, esclusi dal perimetro del Sistema**).

Si evidenzia che, ai sensi dell'art. 31, comma 31.1, del TISSPC, gli impianti di produzione e le UC di terzi direttamente connessi a un Sistema Semplice di Produzione e Consumo **devono essere esclusi dal perimetro del Sistema**. A tal fine è necessario, prima di inviare richiesta di riconoscimento al GSE, rendere la configurazione coerente con quanto previsto dal TISSPC come segue:

- deve essere **inoltrata una richiesta di connessione al gestore di rete concessionario**, secondo le modalità previste dal TICA - Testo Integrato delle Connessioni Attive o dal TIC (rispettivamente, nel caso di connessione di un impianto di produzione o nel caso di una UC);
- il gestore di rete concessionario e il gestore delle linee private sono tenuti a **sottoscrivere un'apposita convenzione** al fine di stabilire le modalità tecniche ed economiche per l'utilizzo delle predette linee per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione ai terzi connessi. In tal caso, al fine di distinguere i punti fisici di connessione dell'ASSPC con la rete pubblica (identificati dai codici identificativi POD di cui all'art. 14 del TIS) dai punti di connessione virtuale del Sistema alla rete pubblica (sono i punti di connessione degli impianti di produzione o delle UC indirettamente connessi alla rete pubblica), il gestore di rete concessionario associa a questi ultimi l'attributo "POD virtuale".

Per maggiori dettagli si rimanda al TISSPC e alle FAQ pubblicate dall'Autorità (https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm).

In appendice sono riportate, a titolo esemplificativo, alcune configurazioni ammissibili.

Considerato che un ASSPC potrebbe **rientrare in una o più categorie previste dal TISSPC**, l’Autorità ha definito un ordine di priorità per l’attribuzione **della categoria spettante**.

Pertanto, un ASSPC in possesso di tutti i requisiti per essere classificato in almeno due delle categorie previste, viene classificato come:

- i) SSP-A, qualora il predetto sistema rispetti i requisiti di cui al comma 1.1, lettera lll) del TISSPC;
- ii) SSP-B, qualora il predetto sistema rispetti i requisiti di cui al comma 1.1, lettera mmm) del TISSPC;
- iii) SEESEU-A, qualora il predetto sistema non rispetti i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera kk) del TISSPC;
- iv) SEESEU-B, qualora il predetto sistema non rispetti i requisiti per essere classificato come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ll) del TISSPC;
- v) SEU, qualora il predetto sistema non rispetti i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera ii) del TISSPC;
- vi) SEESEU-C, qualora il predetto sistema non rispetti i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera mm) del TISSPC;
- vii) SEESEU-D, qualora il predetto sistema non rispetta i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera nnn) del TISSPC;
- viii) ASAP, qualora il predetto sistema non rispetti i requisiti per essere classificato né come SSP-A o SSP-B, né come SEESEU-A, né come SEESEU-B, né come SEU, né come SEESEU-C, né come SEESEU-D, ma rispetta i requisiti di cui al comma 1.1, lettera d) del TISSPC;
- ix) ASE, qualora il predetto sistema rispetti esclusivamente i requisiti di cui al comma 1.1, lettera b) del TISSPC.

2.3. Precisazioni e approfondimenti tematici

2.3.1. Unità di Consumo

La definizione di unità di consumo di cui all’articolo 1, comma 1.1, lettera pp), del TISSPC stabilisce, in generale, che ogni unità immobiliare, come definita dalla normativa catastale costituisce un’unità di consumo. Rispetto a questo criterio generale, il TISSPC prevede delle

casistiche in cui più unità immobiliari possono comunque essere accorpate in un'unica unità di consumo. In particolare:

- a) unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- b) ⁵unità immobiliari pertinenziali (es.: solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali. Vi possono infatti essere situazioni, soprattutto afferenti a realtà esistenti, in cui si presentano oggettive impossibilità tecniche nel collegare elettricamente le pertinenze di una unità immobiliare all'unità medesima, mentre potrebbe essere possibile collegare elettricamente tali pertinenze tra di loro ovvero all'utenza condominiale. In tutti questi casi, il riparto delle spese relative ai consumi elettrici delle singole unità immobiliari pertinenziali è fatto sulla base di quanto disposto dall'articolo 1123 del Codice Civile e non si configura in alcun modo un'attività di vendita di energia elettrica, con conseguente fatturazione, da parte del condominio verso i singoli condòmini;
- c) ⁵unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio. In tali casi, la persona giuridica che svolge l'attività principale si configura come il cliente finale elettrico e fornisce servizi, non energia elettrica, ai soggetti che svolgono le attività secondarie (sono tipicamente i cosiddetti «prestatori d'opera»): non si può quindi configurare una attività interna di vendita di energia elettrica e non vi deve essere una fatturazione avente a oggetto i consumi elettrici.

La disponibilità va intesa non solo nel senso di possesso di un titolo contrattuale che attesti il diritto di utilizzo da parte di una determinata persona, ma anche nel senso che la stessa persona coincida con il cliente finale (cioè deve essere il soggetto che utilizza l'energia elettrica fornita a quell'insieme di unità immobiliari per i propri consumi finali e deve essere l'intestatario del codice POD).

⁵ Riguardo alle casistiche b) e c), introdotte dalla deliberazione 894/2017/R/eel, si fa presente che l'Autorità, con il comunicato del 29 maggio 2018, ha precisato che la definizione di "unità di consumo", nella sua versione modificata dalla deliberazione 894/2017/R/eel, esplica i suoi effetti, limitatamente all'ambito regolatorio di competenza dell'Autorità, solo a partire dalla data di entrata in vigore della modifica stessa (22 dicembre 2017) e non assume valenza retroattiva.

Ai fini della corretta individuazione delle unità immobiliari che, come detto, rappresentano il punto di partenza per l'identificazione delle unità di consumo, si rimanda alle normative catastali e in particolare alle circolari n. 4/2006 e n. 4/2007 dell'Agenzia del Territorio che, sulla base di quanto previsto dal decreto legge 262/06 (come convertito, con modificazioni, dalla legge 286/06), hanno innovato i criteri per procedere all'accatastamento delle unità immobiliari urbane censibili nei gruppi speciali D ed E con particolare riferimento alle stazioni per servizi di trasporto, terrestri, marittimi e aerei, alle fiere, agli spazi espositivi, ai mercati, ai centri commerciali, etc..

E' bene precisare che nel caso in cui vi siano processi produttivi integrati che, a partire dalle stesse materie prime o utilizzando i medesimi impianti, consentono di ottenere più prodotti tra loro affini, questi ultimi ai fini del TISSPC sono concettualmente equiparabili a un "unico prodotto finale".

Si rappresenta inoltre che nei casi in cui vi sia un impianto unicamente destinato alla produzione di energia elettrica (ed eventualmente anche termica) in assenza di consumi diversi da quelli afferenti ai servizi ausiliari di generazione e ai servizi equiparati ai servizi ausiliari di generazioni tale configurazione non rientra tra i sistemi semplici di produzione e consumo, ma è classificata come pura produzione di energia elettrica. I consumi di energia elettrica destinati ai servizi ausiliari dell'impianto di produzione di energia elettrica non costituiscono infatti unità di consumo.

Per maggiori dettagli si rimanda, al TISSPC e alle FAQ pubblicate dall'Autorità (https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm).

2.3.2. Potenza di un ASSPC

La potenza di un ASSPC è la potenza attiva nominale complessiva degli impianti di produzione presenti all'interno del Sistema, calcolata come somma delle potenze attive nominali degli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC (nel caso di impianti fotovoltaici la potenza è costituita dalla somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto).

Si precisa, inoltre, che è **esclusa** dal computo della potenza complessiva degli impianti di produzione presenti all'interno di un ASSPC **la potenza relativa ai gruppi di emergenza**, ossia ai gruppi elettrogeni che entrano in esercizio in caso di mancanza di tensione dalla rete elettrica.

Inoltre, ai sensi di quanto previsto dall'art.12, comma 1, della deliberazione 574/2014/R/eel e s.m.i., ai fini della quantificazione della potenza complessivamente installata all'interno dell'ASSPC, "*si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione*".

2.3.3. Titoli autorizzativi e avvio dei lavori

Per **titolo autorizzativo** si intende ogni **autorizzazione, nulla osta o atto di assenso rilevante per la realizzazione e la gestione degli elementi principali del sistema.**

A titolo esemplificativo, si segnala che tra i titoli autorizzativi rilevanti, a seconda della tipologia e della potenza degli impianti e delle relative opere di connessione, sono inclusi **l'Autorizzazione Unica**, rilasciata ai sensi del D.Lgs. 387/2003, il **Permesso a Costruire**, rilasciato ai sensi del DPR 380/01, la **Denuncia di Inizio Attività (DIA)**, la **Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA)** e la **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)** rilasciate ai sensi della Legge 241/1990, nonché del DM 10 settembre 2010 e del D.Lgs. 28/11, la **Comunicazione di Inizio Lavori per Attività in Edilizia Libera**, l'iter per il c.d. "screening" e la **Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)** ai sensi del D.Lgs. 152/06.

Per **data di ottenimento di un titolo autorizzativo** si intende la data di conseguimento del titolo autorizzativo, ovvero la data in cui l'Amministrazione competente ha rilasciato l'atto conclusivo del procedimento di autorizzazione. Il titolo autorizzativo non può ritenersi conseguito in presenza di un atto endoprocedimentale quale, ad esempio, il Verbale della Conferenza dei Servizi, seppur di contenuto positivo, in caso di Autorizzazione Unica.

In caso di DIA o di PAS, il **titolo abilitativo** si intende conseguito **decorsi 30 giorni dalla data di presentazione della istanza**, corredata della documentazione da inviare all'Ente comunale competente, laddove non siano intervenuti espliciti dinieghi o si siano verificate cause di sospensione del termine, al fine, ad esempio, di acquisire, anche mediante convocazione di Conferenza di Servizi, atti di Amministrazioni diverse e di attivare il potere sostitutivo (art. 23 del DPR. 380/2001 e art. 6, comma 5, del D.Lgs. 28/11).

Per **data di avvio dell'iter autorizzativo del sistema ai fini della verifica del requisito di cui all'art. 1, comma 1.1, lettera jj), punto i. del TISSPC**, si intende l'ultima tra le date di richiesta dei titoli autorizzativi necessari per la realizzazione del Sistema nella sua prima configurazione (come definita al paragrafo 2.3.9).

Qualora per uno stesso titolo autorizzativo siano state fatte più richieste (ad esempio, nel caso in cui la domanda inizialmente presentata non sia stata ritenuta idonea o completa di tutta la documentazione prevista dall'Amministrazione competente), **va considerata la data dell'ultima richiesta presentata presso l'Amministrazione competente.**

Pertanto, qualora gli elementi che caratterizzano l'ASSPC siano stati autorizzati tramite distinti procedimenti autorizzativi, si ritiene che la **data di avvio dell'iter autorizzativo relativo all'ASSPC coincida con la data di avvio dell'iter autorizzativo relativo all'ultimo elemento caratteristico** per il quale è stata presentata la richiesta di avvio dell'iter presso l'Amministrazione competente.

Per **data di ottenimento delle autorizzazioni del sistema ai fini della verifica del requisito di cui all'art.1, comma 1.1, lettera jj), punto ii. del TISSPC**, si intende l'ultima tra le date

di ottenimento dei titoli autorizzativi necessari per la realizzazione del Sistema nella sua prima configurazione (come definita al successivo paragrafo 2.3.9).

In presenza di iter autorizzativi distinti per i diversi elementi caratteristici che costituiscono un ASSPC, l'iter autorizzativo dell'ASSPC **si intende concluso solo quando sono stati conseguiti i titoli autorizzativi/abilitativi di tutti gli elementi caratteristici dell'ASSPC.**

In tali casistiche, pertanto, la data di conclusione dell'iter autorizzativo dell'ASSPC coincide con la data in cui è stato conseguito il titolo autorizzativo/abilitativo relativo all'ultimo, in ordine temporale, degli elementi caratteristici dell'ASSPC autorizzati.

Per **data di avvio dei lavori del sistema, ai fini della verifica del requisito di cui all'art. 1, comma 1.1, lettera jj), punto ii., del TISSPC**, si intende l'ultima tra le date di avvio dei lavori necessari per la realizzazione degli elementi del Sistema nella sua prima configurazione (come definita al paragrafo 2.3.9).

2.3.4. Sistemi SEU e SEESEU-B

Gli impianti di produzione di un Sistema SEU o SEESEU-B **devono essere alimentati da fonti rinnovabili o essere riconosciuti come cogenerativi ad alto rendimento.**

Si specifica che **possono ottenere il riconoscimento della categoria SEU o SEESEU-B** anche i Sistemi costituiti da **impianti ibridi** che, ai sensi della Legislazione vigente, alla data della loro entrata in esercizio **siano equiparati ad un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili**, fermo restando il rispetto degli ulteriori requisiti previsti.

Pertanto è **possibile richiedere il riconoscimento della categoria SEU o SEESEU-B** anche nel caso in cui nel Sistema siano presenti impianti ibridi (ovvero impianti che producono energia elettrica anche mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili), la cui quota di energia elettrica prodotta ascrivibile alle fonti di energia diverse da quella rinnovabile, ai sensi delle normative vigenti alla data di entrata in esercizio dell'impianto, sia

- **inferiore al 15%** nel caso di impianti solari termodinamici ibridi
- **inferiore al 5%** negli altri casi.

Nelle predette casistiche, infatti, l'energia elettrica prodotta dall'impianto è complessivamente considerata come energia elettrica rinnovabile.

Al fine di individuare la fonte di alimentazione dell'impianto, il **GSE farà riferimento a quanto riportato nel titolo autorizzativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto e/o** nella relazione tecnica a esso allegato.

Si precisa che gli impianti alimentati a biogas vengono considerati come impianti alimentati a fonte rinnovabile a prescindere dalla tipologia di biomassa utilizzata per la produzione del biogas.

Si specifica, inoltre, che, ai fini della costituzione di un SEU o di un SEESEU-B, **gli elementi costitutivi del Sistema** (e, quindi, l'impianto di produzione, l'UC e il collegamento elettrico privato senza obbligo di connessione di terzi) **devono essere realizzati all'interno di un'unica area senza soluzione di continuità composta anche da più particelle catastali contigue**, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi. Tale area, come previsto dall'art. 1, comma 1.1, lettera ii), del TISSPC, deve essere di proprietà o nella piena disponibilità (cfr. art. 1, comma 1.1, lettera bb, del TISSPC) del cliente finale intestatario dell'UC facente parte del Sistema e da questo, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

2.3.5. Definizione di impianti di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento utilizzata ai fini del TISSPC

Ai fini dell'applicazione delle disposizioni previste dal TISSPC per il riconoscimento della categoria di SEU o SEESEU-B, si precisa che **un impianto di produzione**, affinché sia considerato in assetto cogenerativo ad alto rendimento, deve rispettare le seguenti due condizioni:

1. **almeno un'unità di produzione dell'impianto rispetta le condizioni che consentono il riconoscimento di cogenerazione ad alto rendimento** di cui al D.Lgs. 20/07 e al DM 4 agosto 2011;
2. in relazione all'intero impianto di produzione, sia **verificata la seguente condizione:**

$$E_{CHP\ tot} \geq 0.5 E_L$$

dove:

- E_L è l'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto di cogenerazione (derivante dalla somma dell'energia elettrica lorda prodotta da ciascuna unità dell'impianto) comunicata annualmente al GSE e desunta dalla dichiarazione di consumo presentata all'Agenzia delle Dogane;
- $E_{CHP\ tot}$ è l'energia elettrica cogenerata dell'impianto di cogenerazione espressa come sommatoria dell' E_{CHP} dell' i -esima unità, calcolata come indicato nel D.Lgs. 20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011.

$$E_{CHP\ tot} = \sum_{i=1}^n (E_{CHP})_i$$

Il GSE verifica il possesso dei requisiti di impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento sulla base dei dati di esercizio a consuntivo riferiti all'anno solare precedente.

La verifica del rispetto di tali condizioni viene fatta annualmente sulla base dei dati di produzione dell'impianto dell'anno precedente.

2.3.6. Ulteriori precisazioni sulla definizione di produttore

Ai sensi dell'art. 1, comma 1, lettera ee) del TISSPC, il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto e deve essere l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione, al momento della richiesta di riconoscimento al GSE.

Pertanto, nel caso di subentro di un nuovo soggetto, a qualsiasi titolo, nella realizzazione e nell'esercizio dell'impianto di produzione (con conseguente assunzione della qualità di produttore), è necessario, al fine dell'ottenimento del riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo, che l'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, le autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto e il regolamento di esercizio (secondo le modalità previste dal gestore di rete) siano stati correttamente volturati a favore del subentrante.

Nel caso di impianti di produzione ove il produttore non sia titolare delle autorizzazioni per l'esercizio degli impianti di produzione ovvero delle relative officine elettriche e/o del regolamento di esercizio, il GSE rilascia il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo purché cumulativamente:

- siano rispettate le ulteriori condizioni per il rilascio del riconoscimento;
- siano state presentate all'Ente competente le richieste di voltura a favore del soggetto designato come "produttore" dei titoli autorizzativi e/o delle eventuali officine elettriche intestate a soggetti diversi e/o del regolamento di esercizio.

In tali casi, il Soggetto Referente fornisce al GSE la documentazione comprovante la presentazione della richiesta di voltura e la relativa data di presentazione, con obbligo di trasmettere, entro 12 mesi dalla data di ottenimento del riconoscimento, la documentazione comprovante l'esito positivo della suddetta richiesta.

Per le modalità di invio della documentazione, si rimanda al par. 4.1 del presente documento.

2.3.7. Ulteriori precisazioni sulla definizione di cliente finale

Ai sensi dell'art. 1 comma 1.1 lettera g) del TISSPC, il cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica o attraverso reti o linee private.

Il cliente finale è dunque il soggetto giuridico titolare della gestione di una o più unità di consumo nel senso che è il soggetto che, all'interno di quella/e unità di consumo, utilizza l'energia elettrica per i propri consumi finali ed è l'intestatario del punto di connessione.

Il cliente finale deve essere titolare di tutti i punti di connessione alla rete pubblica del Sistema, a eccezione dei punti di connessione di emergenza contro il rischio di morosità del cliente finale di cui all'art. 18, commi 18.3, 18.4 e 18.5 del TISSPC.

Nei casi in cui all'interno dell'ASSPC, ove consentito, vi siano più clienti finali afferenti al medesimo gruppo societario, il titolare dei punti di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica pubblica è la società capogruppo cui fanno capo i clienti finali presenti nell'ASSPC, o previo mandato con rappresentanza, una sua società controllata.

Nel caso il cliente finale non risulti titolare di tutti i punti di connessione alla rete pubblica del Sistema, il GSE rilascia il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo purché cumulativamente:

- siano rispettate le ulteriori condizioni per il rilascio del riconoscimento;
- siano state presentate al gestore di rete competente le richieste di voltura a favore del cliente finale dei punti di connessione intestati a soggetti diversi.

In tali casi, il Soggetto Referente fornisce al GSE la documentazione comprovante la presentazione della richiesta di voltura e la relativa data di presentazione, con obbligo di trasmettere, entro 12 mesi dalla data di ottenimento del riconoscimento, la documentazione comprovante l'esito positivo della suddetta.

Per le modalità di invio della documentazione, si rimanda al par. 4.1 del presente documento.

Il cliente finale è anche il soggetto che ha la proprietà o la piena disponibilità dell'area in cui è realizzata l'Unità di Consumo e, nel caso di sistemi SEU o SEESEU-B, dell'intero il Sistema.

Per maggiori dettagli si rimanda al TISSPC e alle FAQ pubblicate dall'Autorità (https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm).

2.3.8. Data di entrata in esercizio di un ASSPC

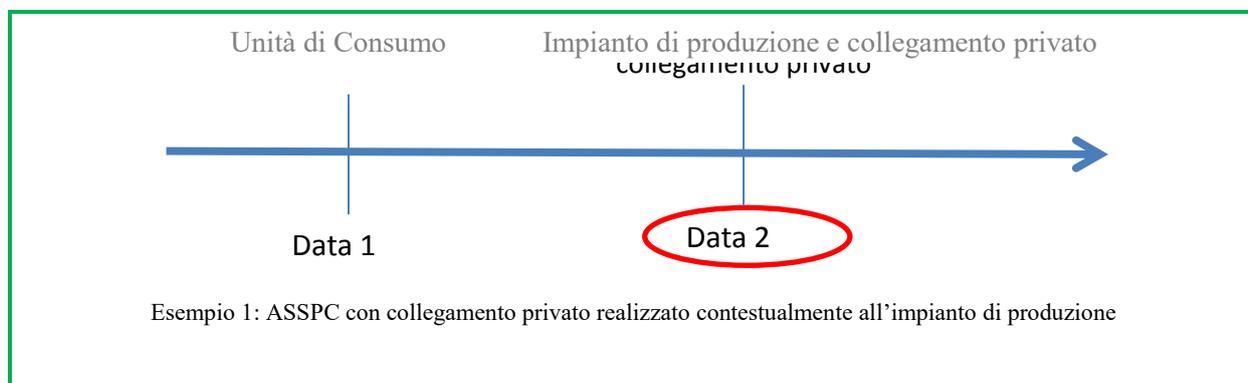
La data di entrata in esercizio di un ASSPC (come definita al paragrafo 1.1.1.2) è la prima data in cui gli elementi costitutivi dell'ASSPC (e, quindi, almeno un impianto di produzione e

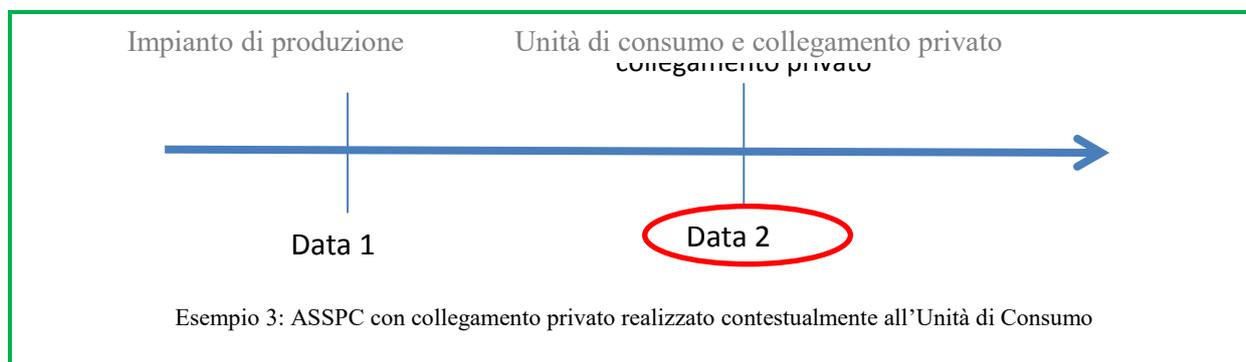
un'UC) risultano connessi tra loro (tramite un collegamento privato) e connessi alla rete pubblica.

Possono pertanto presentarsi **tre casi**:

1. in una fase preliminare viene attivata una **fornitura in prelievo** (entrata in esercizio dell'UC) e, successivamente, entra in esercizio **un impianto di produzione collegato al medesimo punto di connessione della UC**. In questo caso la data di entrata in esercizio dell'ASSPC coincide con la data di entrata in esercizio dell'impianto;
2. in una fase preliminare viene attivata una **fornitura in prelievo** e, successivamente, entra in esercizio **un impianto di produzione collegato ad un punto di connessione diverso da quello dell'UC o viceversa**. Viene poi realizzato un collegamento privato tra l'UC e l'impianto di produzione (con eventuale dismissione di uno dei due punti di connessione preesistenti). In questo caso la data di entrata in esercizio dell'ASSPC coincide con la data di entrata in esercizio del collegamento privato;
3. in una fase preliminare **entra in esercizio un impianto di produzione** e, successivamente, viene attivata **una fornitura in prelievo** (entrata in esercizio dell'UC) sul medesimo punto di connessione dell'impianto. In questo caso la data di entrata in esercizio dell'ASSPC coincide con la data di entrata in esercizio dell'UC.

Negli esempi di seguito riportati è stata evidenziata in rosso **la data di entrata in esercizio dell'ASSPC** in relazione ai tre casi sopra descritti.





È opportuno specificare che per un ASSPC avente un unico punto di connessione alla rete pubblica, **l'attestazione dell'entrata in esercizio del collegamento privato è corrispondente:**

- alla **data di attivazione della fornitura di energia elettrica**, qualora lo stesso sia realizzato per connettere elettricamente l'UC ad un impianto di produzione già connesso alla rete elettrica;
- alla **data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione**, qualora lo stesso sia realizzato per alimentare un'UC già connessa alla rete elettrica.

Per configurazioni con più punti di connessione alla rete elettrica, nel caso in cui il Regolamento di Esercizio non faccia esplicito riferimento alla presenza di un collegamento privato, il Soggetto Referente è tenuto a presentare il certificato di collaudo del collegamento privato e la dichiarazione di conformità, ai sensi del DM 37/2008 nel caso di impianti realizzati al servizio di edifici, resi dalla ditta esecutrice dei lavori e redatti da tecnico abilitato o il verbale redatto dall'Agenzia delle Dogane, nel caso di presenza di officina elettrica, fermo restando l'obbligo di aggiornare il Regolamento di Esercizio secondo le tempistiche previste dal gestore di rete.

2.3.9. Configurazioni di un ASSPC

Ai fini dell'applicazione delle presenti Regole sono riportate le seguenti definizioni:

- *“configurazione dell'ASSPC”*: l'insieme delle caratteristiche (assetto) dell'ASSPC che determinano l'appartenenza del Sistema a una delle categorie elencate nel paragrafo 2.1 (SEU, SESEU A-B-C-D, ASE, ASAP);
- *“prima configurazione di un ASSPC”*: la configurazione del Sistema alla *data di entrata in esercizio dell'ASSPC*;
- *“configurazione di un ASSPC ad una data”*: è l'assetto dell'ASSPC a quella data. La configurazione di un ASSPC ad una data differisce dalla prima configurazione di un

ASSPC qualora siano state apportate al Sistema delle modifiche che ne abbiamo modificato l'assetto.

Tali **variazioni d'assetto possono essere dovute**, ad esempio, a:

- a) realizzazioni di potenziamenti e rifacimenti;
- b) installazioni o rimozioni di una o più UC;
- c) modifiche al punto di connessione;
- d) cambi di titolarità di uno o più impianti di produzione;
- e) cambi di titolarità del punto di connessione;
- f) modifiche del collegamento privato;
- g) modifiche della proprietà/disponibilità dell'area su cui è realizzato il Sistema;
- h) modifiche del combustibile autorizzato per l'alimentazione di un impianto dell'ASSPC o del requisito di impianto di produzione in assetto cogenerativo a alto rendimento;
- i) modifiche della proprietà/disponibilità dell'area su cui sono realizzate le UC;
- j) variazioni delle finalità produttiva di una delle unità immobiliari che compongono un'UC (nel solo caso l'UC sia costituita da più unità immobiliari);
- k) riattivazioni, integrali ricostruzioni, installazione di nuovi impianti di produzione o dismissione di impianti di produzione facenti parte dell'ASSPC;
- l) altro.

Qualora le modifiche apportate al Sistema, nel periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2014 e la data di invio della richiesta di riconoscimento abbiano comportato un cambio di configurazione è necessario comunicare tali modifiche in fase di presentazione della richiesta utilizzando le funzioni previste sul Portale informatico per i c.d. sistemi "multiconfigurati", secondo le modalità descritte nella *"Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo"*.

2.3.10. Individuazione del Soggetto Referente dell'ASSPC

Ai fini del presente documento, si definisce Soggetto Referente il soggetto cui viene conferito congiuntamente dai produttori e dai clienti finali, presenti all'interno di un ASSPC, mandato con rappresentanza ad interloquire con il GSE per la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo e a compilare e sottoscrivere la richiesta di riconoscimento.

I produttori, i clienti finali e il Soggetto Referente, ciascuno nei limiti delle proprie dichiarazioni rese ai sensi del D.P.R. 445/2000 e dei dati comunicati al GSE, rispondono degli eventuali illeciti commessi, con particolare riferimento alle fattispecie previste dall'art. 76 del medesimo Decreto.



In tali casi, fatte salve le azioni risarcitorie dei danneggiati nei confronti dei responsabili, il GSE procede all'annullamento del riconoscimento.

Al Soggetto Referente saranno inviate tutte le comunicazioni relative al procedimento di riconoscimento del Sistema Semplice di Produzione e Consumo, ivi comprese le eventuali richieste di integrazione documentale o le eventuali comunicazioni contenenti i motivi ostativi al riconoscimento.

Il Soggetto Referente dell'ASSPC può anche coincidere con un cliente finale o con un produttore presente nel Sistema per il quale si sta richiedendo il riconoscimento, fatto comunque salvo il necessario mandato con procura in tal senso.

Il Soggetto Referente compila e sottoscrive la richiesta di riconoscimento.

3. SOGGETTI INTERESSATI E MODALITÀ DI PRESENTAZIONE DELLA RICHIESTA DI RICONOSCIMENTO

Come già detto in premessa e secondo quanto previsto dalla Procedura approvata dall’Autorità, i soggetti tenuti all’invio della richiesta di riconoscimento sono i produttori e i clienti finali dei sistemi, connessi entro il 30/04/2017 alla rete elettrica di media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW, per i quali non è mai pervenuta al GSE alcuna richiesta di qualifica.

3.1. Soggetti automaticamente qualificati dal GSE

Nel caso di un ASSPC che usufruisce o ha usufruito anche solo per un periodo successivo all’anno 2013 del servizio di Scambio sul Posto, il GSE procede a qualificare tale sistema per il periodo in cui la convenzione di Scambio sul Posto è o è stata attiva, in modo autonomo e automatico, ovvero senza alcun intervento del produttore o del cliente finale, come SEESEU-B per l’anno 2014 e per gli anni successivi al 2014 come SSP-A o SSP-B.

Per i sistemi di cui sopra, nei periodi per i quali la convenzione di Scambio sul Posto non risulti attiva, il GSE riconosce al sistema la qualifica SEU, a meno dei casi di impianti di produzione termoelettrici per i quali non sia rispettato il requisito di funzionamento in assetto cogenerativo ad alto rendimento. In tal caso il sistema assume la qualifica di ASE.

Il GSE procede a qualificare in modo autonomo e automatico anche i sistemi per i quali non sia pervenuta una richiesta e che siano connessi in bassa tensione e in media ovvero in alta tensione e di potenza complessiva fino a 20 kW, caratterizzati da un solo produttore e da un solo cliente finale (anche coincidenti), e rientranti in una delle categorie di seguito indicate:

- sistemi già inseriti dai gestori di rete (GdR) sul sistema GAUDÌ sulla base delle autodichiarazioni rilasciate in fase di richiesta di connessione. Per tali Sistemi è prevista la conferma della categoria con la quale sono stati pre-classificati dai GdR;
- sistemi al cui interno sono presenti unicamente impianti alimentati a fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento. A tali Sistemi è prevista l’attribuzione della categoria SEU;
- sistemi connessi alla rete pubblica prima dell’entrata in vigore della delibera 578/2013/R/eel dell’Autorità, al cui interno sono presenti impianti non alimentati a fonti rinnovabili e non di cogenerazione ad alto rendimento. A tali sistemi è prevista l’attribuzione della categoria ASE.

3.1.1. Regole per la presentazione della richiesta di riconoscimento

Le configurazioni del Sistema da comunicare al GSE all'atto della richiesta di riconoscimento, da parte del/degli avente/i diritto (eventualmente tramite il Soggetto Referente, come definito al paragrafo 2.3.10) sono:

- la prima configurazione dell'ASSPC, se il sistema è entrato in esercizio dopo il 1° gennaio 2014 oppure la configurazione dell'ASSPC al 1° gennaio 2014, se il sistema è entrato in esercizio prima del 1° gennaio 2014;
- tutte le configurazioni dell'ASSPC successive a quella di cui sopra (cfr. paragrafo 2.3.9).

3.2. Modalità di presentazione della richiesta di riconoscimento

L'invio della richiesta di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo da parte dei clienti finali e dei produttori implica **l'integrale conoscenza e l'accettazione delle presenti Regole** e del **quadro normativo** di riferimento, definito dal TISSPC, e di ogni altro atto richiamato e/o presupposto.

La richiesta di riconoscimento **deve essere trasmessa esclusivamente per via telematica**, mediante il **Portale informatico predisposto dal GSE** e accessibile all'indirizzo <https://areaclienti.gse.it/>.

Ciascuna istanza presentata al GSE deve riguardare un unico ASSPC. Inoltre, si evidenzia che il riconoscimento della categoria di SEU o SESEU-B per un ASSPC in cui è presente almeno un impianto di produzione non alimentato a fonte rinnovabile e in assetto cogenerativo è **subordinata al riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento**.

La presentazione della richiesta di riconoscimento presuppone la **corretta registrazione su GAUDÌ degli impianti di produzione e del/dei relativo produttore/i** facente/i parte dell'ASSPC e il **conseguente rilascio del codice CENSIMP** e del codice richiesta, oltre che del **codice ASSPC nei casi di sistemi entrati in esercizio dopo il 31/12/2014**.

Si evidenzia che le **richieste di riconoscimento inviate avvalendosi di canali di comunicazione diversi** - quali, ad esempio, posta raccomandata, posta certificata, mail e fax - **non saranno tenute in considerazione**.

Il GSE, durante le attività di valutazione della richiesta presentata, procede ad **effettuare un riscontro di corrispondenza tra i dati comunicati o dichiarati dal Soggetto Referente e ulteriori informazioni**:

- a) i dati degli impianti di produzione facenti parte dell'ASSPC contenuti in GAUDÌ;
- b) i dati relativi ai clienti finali, alle UC e alle caratteristiche dei punti di connessione alla rete elettrica nella disponibilità delle imprese distributrici e/o del Sistema Informativo Integrato istituito e gestito presso l'Acquirente Unico;
- c) i dati catastali.

Spetta, dunque, al Soggetto Referente verificare e aggiornare i dati presenti sul sistema GAUDÌ, nonché presso le imprese distributrici, prima di procedere alla presentazione della richiesta di riconoscimento. Qualora dovessero emergere eventuali incongruenze tra i dati di cui sopra, il GSE procederà, a seconda dei casi, a sospendere l'iter di riconoscimento e/o comunque richiedere al Soggetto Referente l'allineamento delle informazioni.

3.2.1.Registrazione al Portale

Ai fini della presentazione della richiesta di riconoscimento, l'utente (cliente finale, produttore e Soggetto Referente) è **tenuto preliminarmente a registrarsi al portale del GSE** attraverso il link disponibile all'indirizzo internet <https://areaclienti.gse.it/>, seguendo le indicazioni ivi riportate, e poi a utilizzare l'applicazione "Sistemi di Produzione e Consumo – SPC".

3.2.2.Richiesta di riconoscimento

Al fine di presentare la richiesta di riconoscimento, il cliente finale, il produttore o il Soggetto Referente sono tenuti a **operare esclusivamente tramite il Portale informatico**, disponibile sul sito internet del GSE.

In particolare, **tali soggetti dovranno:**

- indicare la specifica categoria di ASSPC per la quale si richiede il riconoscimento. Per le richieste di riconoscimento come SEESEU-A, il Soggetto Referente dovrà indicare se il Sistema rientra nei casi previsti dal decreto legge 154/15 o dalla legge 221/15;
- indicare gli impianti di produzione facenti parte dell'ASSPC (inserimento delle coppie codice CENSIMP e Codice richiesta dell'impianto) ovvero il codice ASSPC del sistema nel caso di sistemi entrati in esercizio dopo l'anno 2014;
- inserire le informazioni relative all'UC (quali, ad esempio: data di attivazione, localizzazione, riferimenti catastali) facente parte del Sistema ASSPC;
- indicare il POD principale del Sistema e tutti gli eventuali POD secondari dell'ASSPC, ivi inclusi i POD di emergenza contro il rischio di morosità e i POD virtuali (POD relativi ad impianti di produzione o Unità di Consumo di terzi connessi alla rete pubblica tramite le linee private del Sistema), con la relativa associazione POD - UC;

- indicare la data di entrata in esercizio del sistema (in linea con le precisazioni riportate al precedente paragrafo 2.3.8);
- indicare la potenza del sistema, come definita nel paragrafo 2.3.2 (si precisa che tale potenza sarà automaticamente confrontata con quella risultante da GAUDÌ e la richiesta potrà essere inoltrata al GSE solo nel caso di coincidenza tra i due valori. Nel caso di incoerenza tra i due dati, il Soggetto Referente dovrà provvedere alla modifica dei dati su GAUDÌ);
- indicare la data ultima di avvio dell'iter autorizzativo relativa a tutti gli elementi principali del Sistema (in linea con le precisazioni riportate al paragrafo 2.3.3) - *(obbligatorio solo per i SEESEU-A,B,C)*;
- indicare la data ultima di conseguimento di tutte le autorizzazioni relative a tutti gli elementi principali del Sistema previste dalla normativa vigente (in accordo con le precisazioni riportate al paragrafo 2.3.3) - *(obbligatorio solo per i SEESEU-A,B,C)*;
- indicare la data ultima di inizio dei lavori di realizzazione del Sistema (in linea con le precisazioni riportate al paragrafo 2.3.3) - *(obbligatorio solo per i SEESEU-A,B,C)*;
- inserire le informazioni relative alla presenza di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore (se si è in presenza di tale casistica, il sistema prevede l'inserimento di eventuali codici unità utili ai fini dell'individuazione dell'impianto nelle anagrafiche della cogenerazione);
- inserire informazioni in merito al codice identificativo delle eventuali convenzioni in essere o risolte con il GSE (ad esempio, RID, SSP, CE, TO, CV, CAR etc.); nel caso di impianti incentivati con i Certificati Verdi, il Soggetto Referente dovrà inserire il codice della qualifica IAFR;
- accedere alla sezione "Allegati" per il caricamento della documentazione richiesta, descritta nel paragrafo 3.2.2.1;
- stampare la richiesta di riconoscimento generata automaticamente dal Portale informatico sulla base dei dati inseriti e, a seguito della verifica della correttezza di tutti i dati e di tutte le informazioni in essa contenuti, sottoscriverla e caricarla in formato digitale sul Portale informatico, corredandola di copia fotostatica del documento di identità in corso di validità dei sottoscrittori (il fac-simile della richiesta di riconoscimento, generata automaticamente dal sistema sulla base dei dati inseriti, è riportato in Allegato);
- inviare al GSE la richiesta di riconoscimento del Sistema, dopo aver completato le operazioni descritte in precedenza, attraverso l'apposita funzionalità di invio.

Una sintesi dei dati richiesti è presente nell'appendice 2.

Si evidenzia che il **Portale** informatico **non consente la modifica dei dati degli impianti e delle UP provenienti da GAUDI**. Pertanto, qualora l'utente dovesse riscontrare eventuali incongruenze nei dati visualizzati dal Portale informatico, dovrà **provvedere alla relativa modifica su GAUDI**, prima di inviare la richiesta di riconoscimento.

3.2.2.1. Documentazione da allegare alla richiesta di riconoscimento

La richiesta di riconoscimento deve essere effettuata secondo le disposizioni del TISSPC e delle presenti Regole.

In particolare, il cliente finale e il produttore, anche tramite il Soggetto Referente, devono **inviare al GSE i seguenti documenti**:

1. richiesta di riconoscimento presentata sotto forma di dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, redatta ai sensi degli artt. 46 e 47 del DPR 445/2000, generata automaticamente dal Portale informatico sulla base dei dati inseriti (modello riportato negli allegati 3 e 4);
2. eventuale nomina del Soggetto Referente da parte del produttore e del cliente finale ai fini della gestione tecnica e amministrativa della richiesta presentata, accettata dallo stesso Soggetto Referente e sottoscritta da tutte le Parti (modello riportato nell'allegato 2);
3. copia di un documento di riconoscimento in corso di validità dei sottoscrittori;
4. relazione Tecnica descrittiva del Sistema per cui si richiede il riconoscimento recante informazioni relative alla Ragione Sociale del produttore e del cliente finale, ai dati catastali riguardanti le unità immobiliari che compongono l'UC, alle Unità di Produzione e alle aree su cui insiste complessivamente il Sistema. La relazione dovrà riportare le informazioni in merito al prodotto finale e/o servizio realizzato nel sito produttivo. Dovranno essere anche rappresentati le eventuali UC e/o gli impianti di produzione e/o i collegamenti privati che, pur insistendo sulle stesse particelle catastali, non fanno parte dell'ASSPC oggetto di riconoscimento. Nella relazione, inoltre, dovranno essere rappresentati tutti i punti di connessione (primari, secondari e di emergenza, etc.) con la rete elettrica e dovranno essere riportate eventuali indicazioni in merito alla mancanza dei contratti di fornitura di eventuali POD secondari e di emergenza. Si evidenzia, inoltre, che la relazione descrittiva deve far emergere anche eventuali UC e/o impianti di produzione non rientranti nel Sistema, ma ad esso collegati. Qualora siano avvenute delle modifiche della/e configurazione/i, la relazione descrittiva dovrà riportare tutte le modifiche intervenute;
5. layout del sito realizzato su elaborato planimetrico catastale, con indicazione dell'/degli impianto/i di produzione, dell'/delle unità di consumo, del collegamento elettrico privato tra essi e dell'impianto di utenza per la connessione alla rete elettrica

pubblica. Sul layout devono essere rintracciabili tutti i riferimenti catastali inseriti nella relazione descrittiva;

6. copia di una recente bolletta di fornitura dell'energia elettrica relativa alla configurazione per la quale si richiede il riconoscimento associata al/ai POD dell'ASSPC;
7. documentazione (visure catastali per la proprietà, atto di locazione, atto di diritto di superficie, comodato d'uso, ecc) comprovante la piena disponibilità, da parte del cliente finale, delle unità immobiliari costituenti l'/le unità di consumo del sistema ovvero dell'area su cui è realizzato l'intero sistema (impianti di produzione, unità di consumo e collegamento privato) nel solo caso di SEU o SEESEU-B;
8. schema elettrico unifilare completo del Sistema rappresentativo di tutti gli impianti di produzione, della UC, delle linee elettriche e di tutti i punti di connessione alla rete elettrica.

In particolare, lo schema elettrico unifilare deve riportare specifiche indicazioni in merito:

- a. ai gruppi di generazione dell'energia elettrica;
 - b. alle UC;
 - c. al posizionamento dei contatori dell'energia elettrica prodotta e/o prelevata/immessa dalla rete elettrica;
 - d. al punto di collegamento alla rete elettrica indicando, nel dettaglio, gli organi di manovra e protezione presenti, nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi; gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS); sistemi di accumulo;
 - e. eventuali altri elementi esterni al sistema, ma ad esso connessi;
9. copia del Regolamento di Esercizio del/degli impianto/i del Sistema aggiornato e rilasciato dal gestore di rete ovvero copia del precedente Regolamento di Esercizio e la copia della richiesta di aggiornamento presentata al gestore di rete, nonché copia del verbale redatto dall'Agenzia delle Dogane in caso di presenza di un'Officina elettrica. Inoltre, per Sistemi in cui l'ultimo elemento ad essere realizzato è il collegamento privato, certificato di collaudo del collegamento tra impianti di produzione di energia elettrica e UC e dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/2008 nel caso di impianti realizzati al servizio di edifici, eseguito dalla ditta esecutrice dei lavori e redatto da tecnico abilitato;
 10. copia della licenza/e di officina elettrica utile per l'individuazione del produttore;
 11. nei casi in cui vi siano eventuali UC e/o impianti di produzione non rientranti nell'ASSPC ma ad esso collegati (utenze virtualmente connesse alla rete pubblica), la copia della convenzione di cui art. 31, comma 31.1, eventualmente sottoscritta, e altra eventuale documentazione idonea a certificare che gli algoritmi di misura siano tali da

prevedere che le produzioni e/o i consumi riferiti alle suddette UC e/o impianti di produzione vengano correttamente contabilizzati dal gestore di rete come immissioni e prelievi effettuati dalla rete pubblica ovvero copia della documentazione attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di modifica della connessione al fine di censire le utenze virtualmente connesse alla rete pubblica;

12. dichiarazione annuale di consumo presentata all'Agenzie delle Dogane (*solo per i Sistemi che includono impianti in assetto cogenerativo ad alto rendimento*);
13. altra documentazione (a titolo esemplificativo, eventuale documentazione comprovante la presentazione della richiesta di voltura e la relativa data di presentazione, nonché, qualora disponibile, il relativo esito).

Nelle more dell'interoperabilità tra il portale per l'invio delle richieste di riconoscimento e il Sistema Informativo Integrato, istituito presso l'Acquirente Unico, il GSE si riserva di richiedere al Soggetto Referente informazioni relative al cliente finale e all'unità di consumo.

3.2.2.2. Sistemi con impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore

In caso di impianto di produzione di energia elettrica non alimentato da fonti rinnovabili, fermi restando gli altri requisiti previsti, perché il sistema rientri nella categoria SEU o SEESEU-B è necessario che:

- sia stata inoltrata al GSE la **richiesta di riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento**, secondo quanto previsto dal D.Lgs. 20/07, come integrato dal DM 4 agosto 2011, secondo le modalità previste dal DM 5 settembre 2011;
- l'impianto di produzione sopraindicato **sia classificato come impianto in assetto cogenerativo ad alto rendimento** ai fini del TISSPC. A tal fine, sono valide le indicazioni riportate nel paragrafo 2.3.5 delle presenti Regole Applicative.

Nel caso in cui **l'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore sia costituito da più unità**, non è necessario presentare richiesta per tutte le unità dell'impianto. Infatti, **l'impianto di produzione è definito di Cogenerazione ad Alto Rendimento**, a fini del riconoscimento della categoria SEU/SEESEU-B, **se almeno per una delle unità di impianto si ottiene il riconoscimento CAR ai sensi del D.Lgs. 20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011** e se $E_{CHP\ tot} \geq 0.5 E_L$.

3.2.3. Riepilogo documentazione per categoria di sistema

La tabella riepilogativa sottostante elenca la documentazione richiesta per categoria di sistema.

Documentazione richiesta	SEU / SEE SEU-B	ASAP / ASE / SEESEU-A,C,D
Richiesta di riconoscimento dell'ASSPC	X	X
Nomina del Soggetto Referente, da parte del produttore e del cliente finale, che richiede il riconoscimento	X	X
Copia del documento di riconoscimento in corso di validità dei sottoscrittori	X	X
Relazione tecnica descrittiva del sistema	X	X
Layout planimetrico del sistema riportante tutti i riferimenti catastali inseriti nella relazione descrittiva	X	X
Copia della bolletta energia elettrica relativa al/i POD del sistema	X	X
Documentazione comprovante la piena disponibilità, da parte del cliente finale, dell'area su cui è realizzato l'intero sistema (impianti di produzione, unità di consumo e collegamento privato)	X	
Documentazione comprovante la piena disponibilità da parte del cliente finale delle unità immobiliari costituenti l'unità di consumo del sistema		X
Schema elettrico unifilare completo del sistema comprendente la rappresentazione e descrizione delle diverse macro-tipologie di carichi elettrici afferenti alla/e unità immobiliare/i	X	X
Copia del regolamento Esercizio del sistema aggiornato e firmato da produttore e cliente finale	X	X
Copia della licenza/e officina elettrica intestata al produttore	X	X
Copia della convenzione tra gestore delle linee private e Gestore di Rete (art. 31.1 del TISSPC) o altra documentazione (bolletta elettrica, attivazione dei contatori,...) attestante la gestione delle utenze di terzi connesse al sistema da parte del Gestore della Rete pubblica	X	X
Copia della dichiarazione annuale consumo anno precedente (<u>obbligatorio solo in caso di presenza di impianti CAR</u>)	X	

Documentazione richiesta per categoria di sistema

Il Soggetto Referente dovrà, comunque, **conservare e rendere disponibili**, in caso di verifica, per consultazione e acquisizione, **tutti i documenti utili a dimostrare quanto autocertificato all'atto della richiesta di riconoscimento.**

Il **GSE** si riserva la facoltà di **richiedere** alle Amministrazioni Pubbliche competenti **eventuale ulteriore documentazione comprovante la sussistenza dei requisiti previsti** quali, ad esempio, titoli autorizzativi, piani regolatori, certificati di destinazione urbanistica etc.

4. PROCEDIMENTO DI RICONOSCIMENTO DI SISTEMA SEMPLICE DI PRODUZIONE E CONSUMO

Il procedimento di riconoscimento ha inizio con la comunicazione/ricevuta di avvenuta ricezione della richiesta e si articola in:

- a) un **esame tecnico-amministrativo delle informazioni e della documentazione inviata** a corredo della richiesta, nel rispetto del quadro normativo in vigore alla data dell'invio della domanda e di quanto previsto dal TISSPC;
- b) l'individuazione della **pertinente categoria da riconoscere** e della **data di decorrenza**;
- c) la comunicazione dell'**esito della richiesta al Soggetto Referente**;
- d) l'invio a Terna del flusso informativo contenente i dati anagrafici del sistema con la categoria riconosciuta.

In merito alle richieste di riconoscimento, il GSE **conclude l'istruttoria entro 90 giorni dalla richiesta**, al netto dei tempi imputabili ai clienti finali e ai produttori, al Soggetto Referente o ad altri soggetti interpellati dal GSE, in applicazione della Legge 183/2011, e alla sospensione dei termini del procedimento amministrativo, in caso, ad esempio, di richiesta di integrazioni. L'eventuale ritardo del GSE non integra un'ipotesi di silenzio-assenso, in quanto il procedimento si conclude con provvedimento espresso.

L'allegato 1 riporta lo schema di flusso del procedimento di riconoscimento.

4.1. Comunicazione dell'esito di valutazione al Soggetto Referente

Il GSE, completate le fasi a) e b) di cui sopra, **comunica in alternativa al Soggetto Referente**:

1. **l'accoglimento diretto della richiesta.** Il provvedimento di accoglimento della richiesta è inviato all'indirizzo di Posta Elettronica Certificata (PEC) indicato dal Soggetto Referente nella richiesta di riconoscimento o, in assenza, mediante lettera raccomandata con avviso di ricevimento, recante:
 - la categoria di Sistema riconosciuto;
 - la decorrenza del riconoscimento;
 - il periodo di validità del riconoscimento;
 - le principali caratteristiche tecniche del sistema (potenza, POD, etc...);
2. **la richiesta di integrazioni**, qualora la documentazione inviata a corredo della richiesta di riconoscimento risulti incompleta rispetto a quanto previsto dal TISSPC e dalle presenti Regole Applicative, contenente le **informazioni e/o i documenti** da fornire al GSE ai fini del completamento del procedimento di riconoscimento;

3. i **motivi ostativi all'accoglimento dell'istanza** (preavviso di rigetto), ai sensi dell'art. 10-bis della Legge 241/1990.

Nei casi in cui:

- sia necessaria e non ancora conseguita la voltura dei punti di connessione a favore del cliente finale, o dei titoli autorizzativi alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto e/o dell'officina elettrica a favore del produttore ovvero non sia stato aggiornato il regolamento di esercizio, come da paragrafi 2.3.6 e 2.3.7;
- sia stata presentata al gestore di rete concessionario richiesta di modifica della connessione esistente al fine di individuare e censire utenze virtualmente connesse alla rete pubblica, come descritto al paragrafo 2.2,

il GSE procederà comunque entro 90 giorni ad un esame tecnico delle informazioni e della documentazione inviata ai fini del riconoscimento.

Nel caso l'istanza di riconoscimento venga accolta, il GSE rilascia il riconoscimento che sarà annullato ab origine nel caso in cui il Soggetto Referente non trasmetta entro i successivi 12 mesi la documentazione attestante, ove previsto, il perfezionamento e la conclusione degli iter avviati in merito alle richieste di voltura o di aggiornamento del Regolamento di Esercizio, nonché alla richieste di modifica della connessione.

La documentazione deve essere inviata a mezzo posta elettronica certificata all'indirizzo info@pec.gse.it, indicando nell'oggetto il codice identificativo del sistema e il codice di riferimento della richiesta di conseguimento del riconoscimento ovvero a mezzo posta raccomandata all'indirizzo del GSE, viale Maresciallo Pilsudski, 92 – 00197 Roma.

4.1.1. Richiesta di integrazione documentale

Nel caso in cui la richiesta di riconoscimento non sia corredata dai necessari documenti o rechi informazioni incomplete, il **GSE può inviare una richiesta di integrazioni**.

Il Soggetto Referente è tenuto a inviare l'integrazione **entro 30 giorni dal ricevimento della predetta richiesta**. In conformità con quanto previsto dalla Legge 241/90, la richiesta di integrazione sospende il termine di 90 giorni che riprende a decorrere dalla data di ricevimento delle integrazioni richieste o, in mancanza, dalla scadenza del termine di 30 giorni.

Nel caso in cui la documentazione risulti ancora incompleta o presenti inesattezze tecniche o difformità, ovvero nel caso in cui il Soggetto Referente non invii le integrazioni richieste, il GSE, laddove ne ricorrano i presupposti, comunica i motivi ostativi all'accoglimento dell'istanza (preavviso di rigetto).

Nel caso in cui, invece, le integrazioni inviate risultino esaustive il GSE rilascia il provvedimento di riconoscimento (accoglimento).

Il provvedimento di accoglimento della richiesta è inviato all'indirizzo di Posta Elettronica Certificata (PEC) indicato dal Soggetto Referente nella richiesta di riconoscimento o, in assenza, mediante lettera raccomandata con avviso di ricevimento, recante:

- la categoria di Sistema riconosciuto;
- la decorrenza del riconoscimento;
- il periodo di validità del riconoscimento;
- le principali caratteristiche tecniche del sistema (potenza, POD, etc...).

È, altresì, facoltà del GSE sospendere i termini del procedimento amministrativo al fine di acquisire informazioni ed elementi utili in possesso di altre Amministrazioni, ivi inclusa l'Autorità.

4.1.2. Comunicazione dei motivi ostativi all'accoglimento della domanda di riconoscimento e provvedimento conclusivo del procedimento

Nel caso di mancata sussistenza dei requisiti previsti dal TISSPC e/o qualora vi fossero motivi ostativi all'accoglimento della domanda di riconoscimento, il GSE invia il preavviso di rigetto, concedendo al Soggetto Referente un termine di 10 giorni per presentare le proprie osservazioni, eventualmente corredate da documenti.

Il termine di 90 giorni si intende interrotto e riprende a decorrere dal ricevimento delle osservazioni o, in assenza, dalla scadenza del termine di 10 giorni.

L'eventuale provvedimento di diniego adottato dal GSE indicherà le motivazioni del mancato accoglimento delle osservazioni.

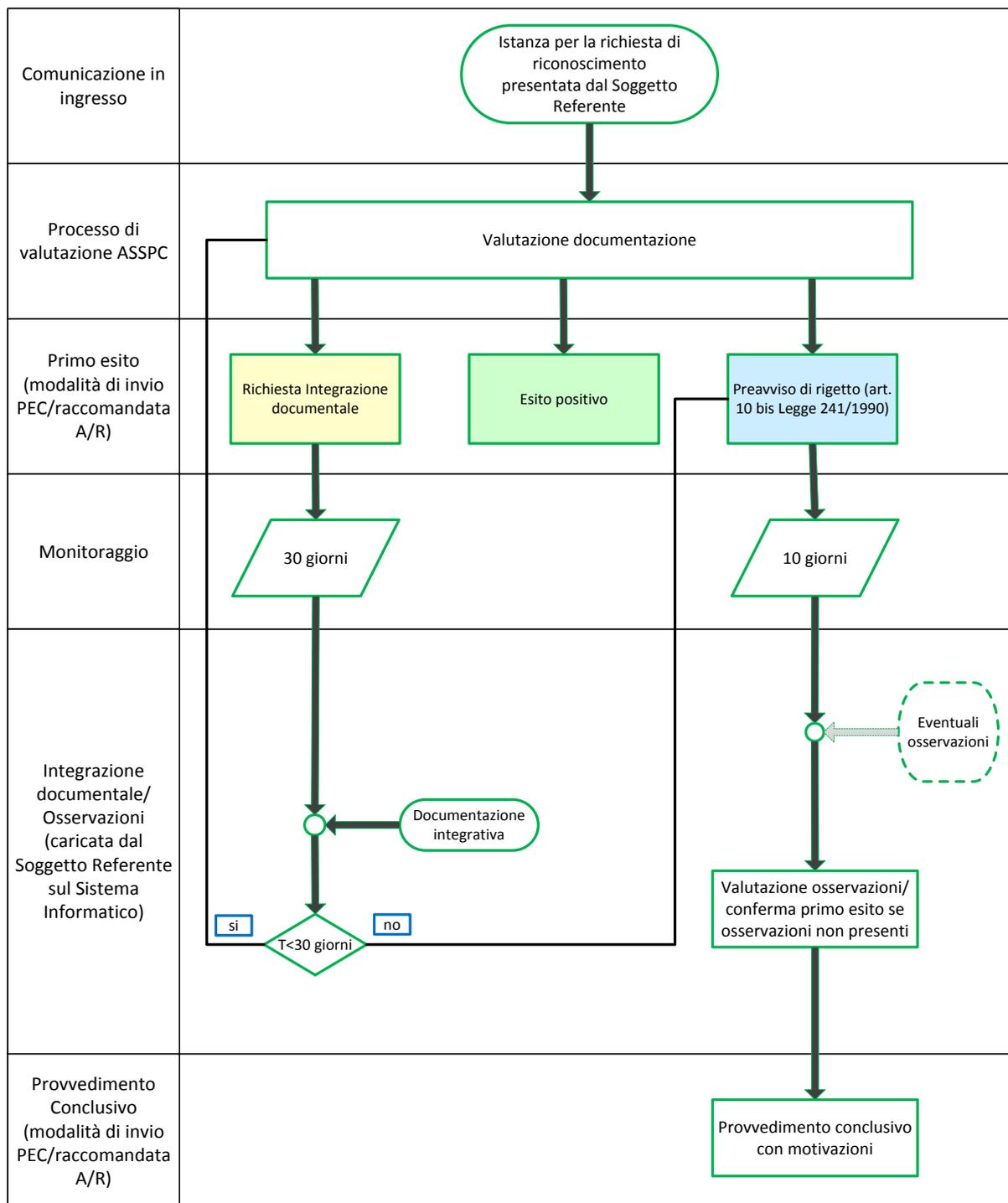
Nel caso in cui, invece, le osservazioni inviate permettano di sanare i motivi ostativi, il GSE rilascia il provvedimento di riconoscimento (accoglimento).

Il provvedimento di accoglimento della richiesta è inviato all'indirizzo di Posta Elettronica Certificata (PEC) indicato dal Soggetto Referente nella richiesta di riconoscimento o, in assenza, mediante lettera raccomandata con avviso di ricevimento, recante:

- la categoria di Sistema riconosciuto;
- la decorrenza del riconoscimento;
- il periodo di validità del riconoscimento;
- le principali caratteristiche tecniche del sistema (potenza, POD, etc...).

ALLEGATI

Allegato 1: Flusso del procedimento di riconoscimento



Allegato 2: Fac-simile della Nomina del Soggetto Referente

Nomina Del Soggetto Referente Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)

Identificativo GSE:

Nomina del Soggetto Referente

Il presente atto corredato dalla copia del documento d'identità dei sottoscrittori, in corso di validità, dovrà essere inviato al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. servendosi dell'applicazione informatica, secondo le indicazioni riportate nelle "Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo" pubblicate sul sito internet del GSE.

[da compilarsi nel caso di persona fisica]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], codice fiscale [inserire il codice fiscale], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di ditta individuale,]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], titolare della ditta [inserire nome della ditta], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della sede della ditta], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della ditta (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della ditta], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di studio professionale,]

Lo studio professionale [inserire nome dello Studio professionale], con sede in [inserire l'indirizzo della sede dello studio], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale dello studio (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale dello studio], codice fiscale [inserire codice fiscale], P. IVA [inserire Partita IVA], rappresentata da [inserire nome e cognome del rappresentante legale], nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di persona giuridica,]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], legale rappresentante/procuratore del/della [inserire ragione sociale azienda], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[Nel caso di nascita all'estero o di indirizzo sede legale o residenza esteri, modificare la composizione come segue:]

- nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], *sostituire con* nato/a in [inserire Nazione di nascita]

- residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], *sostituire con* residente in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per persona fisica e ditta individuale*
- con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], *sostituire con* con sede in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per studi professionali e persone giuridiche.*

[Inserire i dati in uno dei formati sopra indicati, per tutti i soggetti di tipo produttore e/o cliente finale che intendono conferire procura al Soggetto Referente]

NOMINIAMO QUALE SOGGETTO REFERENTE PER LA RICHIESTA DI RICONOSCIMENTO PRESENTATA,

[da compilarsi nel caso di persona fisica]

[inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], codice fiscale [inserire il codice fiscale],

[da compilarsi nel caso di ditta individuale.]

[inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], titolare della ditta [inserire nome della ditta], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della sede della ditta], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della ditta (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della ditta],

[da compilarsi nel caso di studio professionale,]

Lo studio professionale [inserire nome dello Studio professionale], con sede in [inserire l'indirizzo della sede dello studio], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale dello studio (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale dello studio], codice fiscale [inserire codice fiscale], P. IVA [inserire Partita IVA], rappresentata da [inserire nome e cognome del rappresentante legale], nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita],

[da compilarsi nel caso di persona giuridica,]

[inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], legale rappresentante/procuratore del/della [inserire ragione sociale azienda], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società]

[Nel caso di nascita all'estero o di indirizzo sede legale o residenza esteri, modificare la composizione come segue:]

- nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], sostituire con nato/a in [inserire Nazione di nascita]
- residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], sostituire con residente in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per persona fisica e ditta individuale*

- con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], sostituire con sede in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] il caso è possibile per studi professionali e persone giuridiche

cui conferiamo procura ai fini della gestione del rapporto e delle comunicazioni con il GSE, secondo quanto previsto e disciplinato dalle Regole Applicative.

A tal fine si precisa che il contratto di mandato sottoscritto, unitamente all'originale di tutta la documentazione citata nella dichiarazione sostitutiva di atto notorio, resa ai fini del riconoscimento di sistema semplice di produzione e consumo, e negli allegati, è conservata dal Soggetto Referente, il quale si impegna ad esibirla nel caso di verifiche e controlli da parte del GSE.

Il presente atto è sottoscritto con firma autografa anche dal Soggetto Referente per accettazione della procura

Luogo e data:

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

Inserire Nome e Cognome del Soggetto Referente

Firma per accettazione

.....

Informativa ai sensi degli articoli 13 e 14 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

Ai sensi e per gli effetti di quanto previsto dagli artt. 13 e 14 del Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento e del Consiglio Europeo relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati (di seguito GDPR), il GSE intende informarLa sulle modalità del trattamento dei Suoi dati personali, in relazione allo svolgimento dei servizi erogati dalla Società.

Il titolare del trattamento dei dati è il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito anche “GSE”) con sede legale in viale M. Ilo Pilsudski, 92 – 00197 Roma, P.I. e C.F. 05754381001, in persona dell'Amministratore Delegato *pro-tempore*, il quale ha designato il Responsabile della Protezione dei Dati (RPD) nella persona del Responsabile *pro-tempore* dell'Ufficio RPD, contattabile al seguente indirizzo e-mail: rpd@gse.it.

Si informa che i dati conferiti dai soggetti interessati costituiscono presupposto indispensabile per lo svolgimento dei servizi offerti dal GSE, con particolare riferimento alla corretta gestione contrattuale, amministrativa e della corrispondenza nonché per finalità strettamente connesse all'adempimento degli obblighi di legge, contabili e fiscali.

Il loro mancato conferimento può comportare l'impossibilità di ottenere quanto richiesto o l'accesso ai servizi disponibili.

Si precisa che l'interessato è tenuto a garantire la correttezza dei dati personali forniti, impegnandosi, in caso di modifica dei suddetti dati, a richiederne la variazione affinché questi siano mantenuti costantemente aggiornati.

I dati forniti saranno utilizzati solo con modalità e procedure strettamente necessarie ai suddetti scopi e non saranno oggetto di comunicazione e diffusione fuori dai casi individuati da espresse disposizioni normative.

Resta fermo l'obbligo del GSE di comunicare i dati all'Autorità Giudiziaria, ogni qual volta venga inoltrata specifica richiesta al riguardo.



Il trattamento dei dati personali è effettuato – nel rispetto di quanto previsto dal GDPR e successive modificazioni e integrazioni, nonché dalla normativa nazionale – anche con l’ausilio di strumenti informatici, ed è svolto dal personale del GSE e/o da soggetti terzi, designati Responsabili esterni del trattamento, che abbiano con esso rapporti di servizio, per il tempo strettamente necessario a conseguire gli scopi per cui sono stati raccolti.

Il GSE cura il costante aggiornamento della propria informativa sulla privacy per adeguarla alle modifiche legislative nazionali e comunitarie.

Specifiche misure di sicurezza sono osservate per prevenire la perdita dei dati, usi illeciti o non corretti ed accessi non autorizzati.

Ai sensi degli art. 13, comma 2, lettere (b) e (d) e 14, comma 2, lettere (d) e (e), nonché degli artt. 15, 16, 17, 18, e 21 del GDPR, i soggetti cui si riferiscono i dati personali hanno il diritto in qualunque momento di:

- chiedere al Titolare del trattamento l'accesso ai dati personali, la rettifica, l'integrazione, la cancellazione degli stessi, la limitazione del trattamento dei dati che la riguardano o di opporsi al trattamento degli stessi qualora ricorrano i presupposti previsti dal GDPR;
- esercitare i diritti di cui alla lettera a) mediante la casella di posta rpd@gse.it con idonea comunicazione;
- proporre un reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, seguendo le procedure e le indicazioni pubblicate sul sito web ufficiale dell’Autorità: www.garanteprivacy.it.

Si informa che, ai sensi dell’articolo 7, paragrafo 3 del GDPR ove applicabile, l’Interessato potrà in qualsiasi momento revocare il consenso al trattamento dei dati. La revoca del consenso non pregiudica la liceità del trattamento basato sul consenso rilasciato prima della revoca.

Luogo e data:

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

Allegato 3: Fac-simile della richiesta di riconoscimento in caso di coincidenza tra cliente finale, produttore e soggetto referente

A1_ASSPC Richiesta di riconoscimento Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)

Identificativo GSE:
<codice GSE>
Configurazione
<numero
configurazione>
del <data inizio
configurazione
dichiarata>

Dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà

(ai sensi del D.P.R. n. 445/2000)

La presente comunicazione corredata dalla copia del documento d'identità del sottoscrittore, in corso di validità, dovrà essere inviata al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. servendosi dell'applicazione informatica, secondo le indicazioni riportate nelle “Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo” pubblicate sul sito internet del GSE.

In riferimento alla richiesta di cui all'oggetto:

[da compilarsi nel caso di persona fisica]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], codice fiscale [inserire il codice fiscale], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di ditta individuale,]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], titolare della ditta [inserire nome della ditta], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della sede della ditta], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della ditta (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della ditta], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di studio professionale,]

Lo studio professionale [inserire nome dello Studio professionale], con sede in [inserire l'indirizzo della sede dello studio], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale dello studio (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale dello studio], codice fiscale [inserire codice fiscale], P. IVA [inserire Partita IVA], rappresentata da [inserire nome e cognome del rappresentante legale], nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di persona giuridica,]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], <legale rappresentante/procuratore> del/della [inserire ragione sociale azienda], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della società],

comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[Nel caso di nascita all'estero o di indirizzo sede legale o residenza esteri, modificare la composizione come segue:]

- nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], *sostituire con* nato/a in [inserire Nazione di nascita]
- residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], *sostituire con* residente in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per persona fisica e ditta individuale*
- con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], *sostituire con* con sede in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per studi professionali e persone giuridiche*

[Inserire i dati in uno dei formati sopra indicati, per il soggetto unico], in qualità di Soggetto Referente,

RICHIESTE

il riconoscimento di <indicare la categoria di ASSPC>, di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera <ii> se la categoria è SEU, kk) se è SEESEU-A, ll) se è SEESEU-B, mm) se è SEESEU-C, nnn) se è SEESEU-D, b) se è ASE, d) se è ASAP>, dell'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel, a partire dal <data inizio configurazione dichiarata>, per il Sistema di potenza complessiva pari a <Potenza complessiva del sistema> kW, entrato in esercizio in data <Data di entrata in esercizio> nel rispetto di quanto previsto dalle Deliberazioni 578/2013/R/EEL e s.m.i., come risultante dalla documentazione allegata,

a tal fine DICHIARA

ai sensi degli artt. 46 e 47 del D.P.R. 28 dicembre 2000 n. 445, consapevole delle sanzioni ivi previste in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri, di rispettare le condizioni e di ottemperare agli obblighi previsti dalla Deliberazione 578/2013/R/EEL e s.m.i. e da quanto predisposto dall'Allegato A a tale Deliberazione e s.m.i., pena la non ammissibilità ai benefici previsti:

- che l'ASSPC non rientra tra i consorzi storici dotati di rete propria e tra le cooperative storiche dotate di rete propria;
- che l'ASSPC rientra nelle casistiche di cui all'art. 31, comma 31.1 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel e s.m.i e che pertanto sono connessi al sistema impianti di produzione e/o unità consumo di terzi, gestiti come utenze della rete pubblica per il tramite delle linee elettriche dell'ASSPC; (se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti)
- che le unità di produzione e di consumo di energia elettrica sono state gestite da soggetti giuridici sottoposti al regime di amministrazione straordinaria nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, anche limitatamente a una parte di tale periodo, e sono gestite dal 1 gennaio 2016 o da data antecedente, da un medesimo soggetto giuridico, che riveste il ruolo di produttore e cliente finale; (se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti)
- che le unità di produzione e di consumo di energia elettrica dell'ASSPC per il quale si richiede la categoria di SEESEU-A sono gestite da produttori e clienti finali tutti appartenenti al medesimo gruppo societario ai sensi dell'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel e s.m.i., al 2 febbraio 2016 oppure a partire dalla data di entrata in esercizio dell'ASSPC che risulta essere successiva al 2 febbraio 2016; (se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti)
- che l'ASSPC per il quale si richiede la categoria di <indicare se la categoria è SEU o SEESEU-B> è realizzato all'interno di un'area senza soluzioni di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale e che l'/gli impianto/i di

produzione che costituisce/costituiscono l'ASSPC è/sono tutti alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento;

- che l'ASSPC è stato censito o appartiene all'elenco delle Reti interne di Utenza – RIU;
- che l'energia elettrica prodotta dagli impianti presenti nell'ASSPC viene utilizzata in misura non inferiore al 70% dalle unità di consumo del sistema;
- che l'/gli impianto/i di produzione è/sono direttamente connessi alla/alle unità di consumo tramite collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi;
- che il titolo autorizzativo del sistema ASSPC è stato richiesto in data <Data richiesta titolo autorizzativo> al <indicare Ente di rilascio del titolo autorizzativo> di < indicare il nome dell'ente di rilascio del titolo autorizzativo> con numero di protocollo <indicare numero di protocollo>; *(non obbligatorio per i SEU)*
- che il titolo autorizzativo del sistema ASSPC è stato ottenuto in data <Data ottenimento titolo autorizzativo> dal <indicare Ente di rilascio del titolo autorizzativo> di < indicare il nome dell'ente di rilascio del titolo autorizzativo> con numero di protocollo <indicare numero di protocollo>; *(non obbligatorio per i SEU)*
- che i lavori di realizzazione dell'ASSPC sono stati avviati in data <Data inizio lavori>;*(non obbligatorio per i SEU)*
- di aver verificato la correttezza dei dati inseriti nel sistema informatico del GSE;
- che la caratterizzazione tecnica del Sistema ASSPC è conforme a quanto riportato di seguito;

Caratteristiche degli impianti di produzione all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Nome impianto	Potenza impianto (kW)	Tipologia impianto	Data di attivazione della connessione	CAR	Produttore

Ubicazione degli impianti di produzione all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Regione	Prov.	Comune	Indirizzo, CAP	Località	Sez.	Foglio	Part.	Sub.

Caratteristiche delle unità di produzione (UP) degli impianti all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Codice UP	Numero sezioni	Entrata in esercizio UP

Caratteristiche delle Unità di Consumo dell'ASSPC

Numero UC	Potenza disponibile in prelievo (kW)	Data di prima attivazione dell'unità di consumo	Cliente

Ubicazione delle Unità di Consumo facenti parte dell'ASSPC:

Numero UC	Comune (Prov)	Indirizzo, CAP	Categoria Bene/servizio	Sez.	Foglio	Part.	Sub.

POD all'interno del sistema

Codice POD	Tipologia POD	Tensione di collegamento	Gestore di Rete elettrica locale	Associazione UP	Associazione UC

Convenzioni risolte o in essere con il GSE per l'accesso agli incentivi o regimi commerciali:

Codice ID GSE	Tipologia incentivo/regime amministrato	Codice CENSIMP

- che le unità di produzione del Sistema ASSPC sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse appartenenti al medesimo gruppo societario ai sensi del TISSPC (*se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti*);
- che le Unità di Consumo del Sistema ASSPC sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse appartenenti al medesimo gruppo societario ai sensi del TISSPC (*se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti*);

- che il presente documento è composto di n. <numero di pagine> pagine, tutte firmate in segno di integrale assunzione di responsabilità;
- che l'originale della documentazione citata nella dichiarazione e negli allegati è conservata dal Soggetto Referente;
- di allegare alla presente domanda, per la verifica dei requisiti tecnici e documentali, la documentazione prevista dalle "Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo" pubblicate sul sito internet del GSE;

E SI IMPEGNA

a comunicare tempestivamente qualsiasi modifica a quanto dichiarato, a conservare l'originale di tutta la documentazione citata nella dichiarazione e negli allegati e a esibirla nel caso di verifiche e controlli da parte del GSE.

Luogo e data:

In fede

[inserire Nome e Cognome del *Cliente*
/*Produttore/Referente*]

Firma

.....

Corrispondenza e dati del Soggetto Referente dell'ASSPC

L'indirizzo PEC al quale il GSE S.p.A. deve inviare le comunicazioni è il seguente:

[inserire indirizzo PEC]

I recapiti del Soggetto Referente sono:

[inserire Nome e Cognome/Ragione Sociale]

[inserire Indirizzo Civico]

CAP [inserire CAP]

Comune di [inserire Comune (Provincia)]

Telefono [inserire Telefono]

Cellulare [inserire Cellulare]

E-mail [inserire e-mail]

[Nel caso di recapito estero, modificare la composizione come segue:]

I recapiti del Soggetto Referente sono:

[inserire Nome e Cognome/Ragione Sociale]

[inserire Nazione]

[inserire Città estera]

[inserire Indirizzo Civico]

Telefono [inserire Telefono]

Cellulare [inserire Cellulare]

E-mail [inserire e-mail]

Informativa ai sensi degli articoli 13 e 14 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

Ai sensi e per gli effetti di quanto previsto dagli artt. 13 e 14 del Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento e del Consiglio Europeo relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati (di seguito GDPR), il GSE intende informarLa sulle modalità del trattamento dei Suoi dati personali, in relazione allo svolgimento dei servizi erogati dalla Società.

Il titolare del trattamento dei dati è il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito anche “GSE”) con sede legale in viale M. Ilo Pilsudski, 92 – 00197 Roma, P.I. e C.F. 05754381001, in persona dell’Amministratore Delegato *pro-tempore*, il quale ha designato il Responsabile della Protezione dei Dati (RPD) nella persona del Responsabile *pro-tempore* dell’Ufficio RPD, contattabile al seguente indirizzo e-mail: rpd@gse.it.

Si informa che i dati conferiti dai soggetti interessati costituiscono presupposto indispensabile per lo svolgimento dei servizi offerti dal GSE, con particolare riferimento alla corretta gestione contrattuale, amministrativa e della corrispondenza nonché per finalità strettamente connesse all’adempimento degli obblighi di legge, contabili e fiscali.

Il loro mancato conferimento può comportare l’impossibilità di ottenere quanto richiesto o l’accesso ai servizi disponibili.

Si precisa che l’interessato è tenuto a garantire la correttezza dei dati personali forniti, impegnandosi, in caso di modifica dei suddetti dati, a richiederne la variazione affinché questi siano mantenuti costantemente aggiornati.

I dati forniti saranno utilizzati solo con modalità e procedure strettamente necessarie ai suddetti scopi e non saranno oggetto di comunicazione e diffusione fuori dai casi individuati da espresse disposizioni normative.

Resta fermo l’obbligo del GSE di comunicare i dati all’Autorità Giudiziaria, ogni qual volta venga inoltrata specifica richiesta al riguardo.

Il trattamento dei dati personali è effettuato – nel rispetto di quanto previsto dal GDPR e successive modificazioni e integrazioni, nonché dalla normativa nazionale – anche con l’ausilio di strumenti informatici, ed è svolto dal personale del GSE e/o da soggetti terzi, designati Responsabili esterni del trattamento, che abbiano con esso rapporti di servizio, per il tempo strettamente necessario a conseguire gli scopi per cui sono stati raccolti.

Il GSE cura il costante aggiornamento della propria informativa sulla privacy per adeguarla alle modifiche legislative nazionali e comunitarie.

Specifiche misure di sicurezza sono osservate per prevenire la perdita dei dati, usi illeciti o non corretti ed accessi non autorizzati.

Ai sensi degli artt. 13, comma 2, lettere (b) e (d) e 14, comma 2, lettere (d) e (e), nonché degli artt. 15, 16, 17, 18, e 21 del GDPR, i soggetti cui si riferiscono i dati personali hanno il diritto in qualunque momento di:

- chiedere al Titolare del trattamento l’accesso ai dati personali, la rettifica, l’integrazione, la cancellazione degli stessi, la limitazione del trattamento dei dati che la riguardano o di opporsi al trattamento degli stessi qualora ricorrano i presupposti previsti dal GDPR;
- esercitare i diritti di cui alla lettera a) mediante la casella di posta rpd@gse.it con idonea comunicazione;
- proporre un reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, seguendo le procedure e le indicazioni pubblicate sul sito web ufficiale dell’Autorità: www.garanteprivacy.it.

Si informa che, ai sensi dell’articolo 7, paragrafo 3 del GDPR ove applicabile, l’Interessato potrà in qualsiasi momento revocare il consenso al trattamento dei dati. La revoca del consenso non pregiudica la liceità del trattamento basato sul consenso rilasciato prima della revoca.



Luogo e data:

Per presa visione:

[inserire Nome e Cognome]

Firma

Nota Bene:

La dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà deve essere sottoscritta dal Soggetto Referente e corredata da copia fotostatica, non autenticata, di un documento di identità del sottoscrittore in corso di validità.

Allegato 4: Fac-simile della richiesta di riconoscimento in caso di non coincidenza tra cliente finale e produttore

A1_ASSPC Richiesta di riconoscimento Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)

Identificativo GSE:
<codice GSE>
Configurazione
<numero
configurazione>
del <data inizio
configurazione
dichiarata>

Dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà

(ai sensi del D.P.R. n. 445/2000)

La presente comunicazione corredata dalla copia del documento d'identità del sottoscrittore, in corso di validità, dovrà essere inviata al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. servendosi dell'applicazione informatica, secondo le indicazioni riportate nelle “Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo” pubblicate sul sito internet del GSE.

In riferimento alla richiesta di cui all'oggetto:

[da compilarsi nel caso di persona fisica]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], codice fiscale [inserire il codice fiscale], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di ditta individuale,]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], titolare della ditta [inserire nome della ditta], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della sede della ditta], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della ditta (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della ditta], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di studio professionale,]

Lo studio professionale [inserire nome dello Studio professionale], con sede in [inserire l'indirizzo della sede dello studio], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale dello studio (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale dello studio], codice fiscale [inserire codice fiscale], P. IVA [inserire Partita IVA], rappresentata da [inserire nome e cognome del rappresentante legale], nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[da compilarsi nel caso di persona giuridica,]

Il/la sottoscritto/a [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], <legale rappresentante/procuratore> del/della [inserire ragione sociale azienda], codice fiscale

[inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], in qualità di [inserire il profilo del soggetto],

[Nel caso di nascita all'estero o di indirizzo sede legale o residenza esteri, modificare la composizione come segue:]

- nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], *sostituire con* nato/a in [inserire Nazione di nascita]
- residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], *sostituire con* residente in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per persona fisica e ditta individuale*
- con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], *sostituire con* con sede in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] → *tale caso è possibile per studi professionali e persone giuridiche*

[Inserire i dati in uno dei formati sopra indicati, per tutti i soggetti di tipo produttore e/o cliente finale]

RICHIEDONO

il riconoscimento di <indicare la categoria di ASSPC>, di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera <ii> se la categoria è SEU, kk) se è SEESEU-A, ll) se è SEESEU-B, mm) se è SEESEU-C, nnn) se è SEESEU-D, b) se è ASE, d) se è ASAP>, dell'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel, a partire dal <data inizio configurazione dichiarata>, per il Sistema di potenza complessiva pari a <Potenza complessiva del sistema> kW, entrato in esercizio in data <Data di entrata in esercizio> nel rispetto di quanto previsto dalle Deliberazioni 578/2013/R/EEL e s.m.i., come risultante dalla documentazione allegata,

a tal fine DICHIARANO

ai sensi degli artt. 46 e 47 del D.P.R. 28 dicembre 2000 n. 445, consapevole delle sanzioni ivi previste in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri, di rispettare le condizioni e di ottemperare agli obblighi previsti dalla Deliberazione 578/2013/R/EEL e s.m.i. e da quanto predisposto dall'Allegato A a tale Deliberazione e s.m.i., pena la non ammissibilità ai benefici previsti:

- che l'ASSPC non rientra tra i consorzi storici dotati di rete propria e tra le cooperative storiche dotate di rete propria;
- che l'ASSPC rientra nelle casistiche di cui all'art. 31, comma 31.1 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel e s.m.i. e che pertanto sono connessi al sistema impianti di produzione e/o unità consumo di terzi, gestiti come utenze della rete pubblica per il tramite delle linee elettriche dell'ASSPC; (se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti)
- che le unità di produzione e di consumo di energia elettrica sono state gestite da soggetti giuridici sottoposti al regime di amministrazione straordinaria nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, anche limitatamente a una parte di tale periodo, e sono gestite dal 1 gennaio 2016 o da data antecedente, da un medesimo soggetto giuridico, che riveste il ruolo di produttore e cliente finale; (se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti)
- che le unità di produzione e di consumo di energia elettrica dell'ASSPC per il quale si richiede la categoria di SEESEU-A sono gestite da produttori e clienti finali tutti appartenenti al medesimo gruppo societario ai sensi dell'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel e s.m.i., al 2 febbraio 2016 oppure a partire dalla data di entrata in esercizio dell'ASSPC che risulta essere successiva al 2 febbraio 2016; (se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti)
- che l'ASSPC per il quale si richiede la categoria di <indicare se la categoria è SEU o SEESEU-B> è realizzato all'interno di un'area senza soluzioni di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi

d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale e che l'/gli impianto/i di produzione che costituisce/constituiscono l'ASSPC è/sono tutti alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento;

- che l'ASSPC è stato censito o appartiene all'elenco delle Reti interne di Utenza – RIU;
- che l'energia elettrica prodotta dagli impianti presenti nell'ASSPC viene utilizzata in misura non inferiore al 70% dalle unità di consumo del sistema;
- che l'/gli impianto/i di produzione è/sono direttamente connessi alla/alle unità di consumo tramite collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi;
- che il titolo autorizzativo del sistema ASSPC è stato richiesto in data <Data richiesta titolo autorizzativo> al <indicare Ente di rilascio del titolo autorizzativo> di < indicare il nome dell'ente di rilascio del titolo autorizzativo> con numero di protocollo <indicare numero di protocollo>; *(non obbligatorio per i SEU)*
- che il titolo autorizzativo del sistema ASSPC è stato ottenuto in data <Data ottenimento titolo autorizzativo> dal <indicare Ente di rilascio del titolo autorizzativo> di < indicare il nome dell'ente di rilascio del titolo autorizzativo> con numero di protocollo <indicare numero di protocollo>; *(non obbligatorio per i SEU)*
- che i lavori di realizzazione dell'ASSPC sono stati avviati in data <Data inizio lavori>;*(non obbligatorio per i SEU)*
- di aver verificato la correttezza dei dati inseriti nel sistema informatico del GSE;
- che la caratterizzazione tecnica del Sistema ASSPC è conforme a quanto riportato di seguito;

Caratteristiche degli impianti di produzione all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Nome impianto	Potenza impianto (kW)	Tipologia impianto	Data di attivazione della connessione	CAR	Produttore

Ubicazione degli impianti di produzione all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Regione	Prov.	Comune	Indirizzo, CAP	Località	Sez.	Foglio	Part.	Sub.

Caratteristiche delle unità di produzione (UP) degli impianti all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Codice UP	Numero sezioni	Entrata in esercizio UP

Caratteristiche delle Unità di Consumo dell'ASSPC

Numero UC	Potenza disponibile in prelievo (kW)	Data di prima attivazione dell'unità di consumo	Cliente

Ubicazione delle Unità di Consumo facenti parte dell'ASSPC:

Numero UC	Comune (Prov)	Indirizzo, CAP	Categoria Bene/servizio	Sez.	Foglio	Part.	Sub.

POD all'interno del sistema

Codice POD	Tipologia POD	Tensione di collegamento	Gestore di Rete elettrica locale	Associazione UP	Associazione UC

Convenzioni risolte o in essere con il GSE per l'accesso agli incentivi o regimi commerciali:

Codice ID GSE	Tipologia incentivo/regime amministrato	Codice CENSIMP

- che le unità di produzione del Sistema ASSPC sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse appartenenti al medesimo gruppo societario ai sensi del TISSPC (*se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti*);
- che le Unità di Consumo del Sistema ASSPC sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse appartenenti al medesimo gruppo societario ai sensi del TISSPC (*se si è risposto SI alla domanda nei prerequisiti*);
- che il presente documento è composto di n. <numero di pagine> pagine, tutte firmate in segno di integrale assunzione di responsabilità;

- che

[da compilarsi nel caso di persona fisica]

il Sig. [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], codice fiscale [inserire il codice fiscale],

[da compilarsi nel caso di ditta individuale.]

il Sig. [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], titolare della ditta [inserire nome della ditta], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della sede della ditta], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della ditta (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della ditta],

[da compilarsi nel caso di studio professionale.]

Lo studio professionale [inserire nome dello Studio professionale] con sede in [inserire l'indirizzo della sede dello studio], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale dello studio (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale dello studio], codice fiscale [inserire codice fiscale], P. IVA [inserire Partita IVA], rappresentata da [inserire nome e cognome del rappresentante legale], nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita],

[da compilarsi nel caso di persona giuridica.]

Il Sig. [inserire Nome e Cognome] nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], il [inserire data di nascita], legale rappresentante del/della [inserire ragione sociale azienda], codice fiscale [inserire il codice fiscale], P. IVA [inserire la Partita IVA], con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società]

[Nel caso di nascita all'estero o di indirizzo sede legale o residenza esteri, modificare la composizione come segue:]

- nato/a a [inserire comune di nascita (provincia)], sostituire con nato/a in [inserire Nazione di nascita]
- residente in [inserire l'indirizzo di residenza comprensivo di n. civico], comune di [inserire il comune di residenza (provincia)], CAP [inserire il CAP di residenza], sostituire con residente in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] il caso è possibile per persona fisica e ditta individuale
- con sede in [inserire l'indirizzo della società], comune di [inserire il comune in cui è la sede legale della società (provincia)], CAP [inserire il CAP della sede legale della società], sostituire con con sede in [inserire Nazione, Città Estera, Indirizzo] il caso è possibile per studi professionali e persone giuridiche [inserire nome e cognome del Soggetto Referente]

è il Soggetto Referente, come definito dalle “Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo” pubblicate sul sito internet del GSE, cui inviare le comunicazioni formali del GSE. A tal fine la corrispondenza e i dati del Soggetto Referente, sono i seguenti:

l'indirizzo PEC al quale il GSE S.p.A. deve inviare le comunicazioni è :
[inserire indirizzo PEC];

i recapiti del Soggetto Referente sono:
[inserire Nome e Cognome/Ragione Sociale]
[inserire Indirizzo]
CAP [inserire CAP]
Comune di [inserire Comune (Provincia)]
Telefono [inserire Telefono]
Cellulare [inserire Cellulare]
E-mail [inserire e-mail];

[Nel caso di recapito estero, modificare la composizione come segue:]

i recapiti del Soggetto Referente sono:
[inserire Nome e Cognome/Ragione Sociale]
[inserire Nazione]
[inserire Città estera]
[inserire Indirizzo]
Telefono [inserire Telefono]
Cellulare [inserire Cellulare]
E-mail [inserire e-mail]

- che l'originale della documentazione citata nella dichiarazione e negli allegati è conservata dal Soggetto Referente;
- di allegare alla presente domanda, per la verifica dei requisiti tecnici e documentali, la documentazione prevista dalle "Regole Applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo" pubblicate sul sito internet del GSE;

E SI IMPEGNANO

a comunicare tempestivamente qualsiasi modifica a quanto dichiarato, anche tramite il Soggetto Referente, e a conservare l'originale di tutta la documentazione citata nella dichiarazione e negli allegati e a esibirla nel caso di verifiche e controlli da parte del GSE.

Luogo e data:

In fede

[Inserire i nominativi di tutti i soggetti]

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

Informativa ai sensi degli articoli 13 e 14 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

Ai sensi e per gli effetti di quanto previsto dagli artt. 13 e 14 del Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento e del Consiglio Europeo relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati (di seguito GDPR), il GSE intende informarLa sulle modalità del trattamento dei Suoi dati personali, in relazione allo svolgimento dei servizi erogati dalla Società.

Il titolare del trattamento dei dati è il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito anche “GSE”) con sede legale in viale M. Ilo Pilsudski, 92 – 00197 Roma, P.I. e C.F. 05754381001, in persona dell’Amministratore Delegato *pro-tempore*, il quale ha designato il Responsabile della Protezione dei Dati (RPD) nella persona del Responsabile *pro-tempore* dell’Ufficio RPD, contattabile al seguente indirizzo e-mail: rpd@gse.it.

Si informa che i dati conferiti dai soggetti interessati costituiscono presupposto indispensabile per lo svolgimento dei servizi offerti dal GSE, con particolare riferimento alla corretta gestione contrattuale, amministrativa e della corrispondenza nonché per finalità strettamente connesse all’adempimento degli obblighi di legge, contabili e fiscali.

Il loro mancato conferimento può comportare l’impossibilità di ottenere quanto richiesto o l’accesso ai servizi disponibili.

Si precisa che l’interessato è tenuto a garantire la correttezza dei dati personali forniti, impegnandosi, in caso di modifica dei suddetti dati, a richiederne la variazione affinché questi siano mantenuti costantemente aggiornati.

I dati forniti saranno utilizzati solo con modalità e procedure strettamente necessarie ai suddetti scopi e non saranno oggetto di comunicazione e diffusione fuori dai casi individuati da espresse disposizioni normative.

Resta fermo l’obbligo del GSE di comunicare i dati all’Autorità Giudiziaria, ogni qual volta venga inoltrata specifica richiesta al riguardo.

Il trattamento dei dati personali è effettuato – nel rispetto di quanto previsto dal GDPR e successive modificazioni e integrazioni, nonché dalla normativa nazionale – anche con l’ausilio di strumenti informatici, ed è svolto dal personale del GSE e/o da soggetti terzi, designati Responsabili esterni del trattamento, che abbiano con esso rapporti di servizio, per il tempo strettamente necessario a conseguire gli scopi per cui sono stati raccolti.

Il GSE cura il costante aggiornamento della propria informativa sulla privacy per adeguarla alle modifiche legislative nazionali e comunitarie.

Specifiche misure di sicurezza sono osservate per prevenire la perdita dei dati, usi illeciti o non corretti ed accessi non autorizzati.

Ai sensi degli art. 13, comma 2, lettere (b) e (d) e 14, comma 2, lettere (d) e (e), nonché degli artt. 15, 16, 17, 18, e 21 del GDPR, i soggetti cui si riferiscono i dati personali hanno il diritto in qualunque momento di:

- chiedere al Titolare del trattamento l’accesso ai dati personali, la rettifica, l’integrazione, la cancellazione degli stessi, la limitazione del trattamento dei dati che la riguardano o di opporsi al trattamento degli stessi qualora ricorrano i presupposti previsti dal GDPR;
- esercitare i diritti di cui alla lettera a) mediante la casella di posta rpd@gse.it con idonea comunicazione;
- proporre un reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, seguendo le procedure e le indicazioni pubblicate sul sito web ufficiale dell’Autorità: www.garanteprivacy.it.

Si informa che, ai sensi dell’articolo 7, paragrafo 3 del GDPR ove applicabile, l’Interessato potrà in qualsiasi momento revocare il consenso al trattamento dei dati. La revoca del consenso non pregiudica la liceità del trattamento basato sul consenso rilasciato prima della revoca.



Luogo e data:

Per presa visione:

[Inserire i nominativi di tutti i soggetti]

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

[inserire Nome e Cognome]

Firma

.....

Nota Bene:

La dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà deve essere sottoscritta dal Cliente e dal Produttore, e corredata da copia fotostatica, non autenticata, di un documento di identità dei sottoscrittori in corso di validità.

APPENDICE

Appendice 1: Esempi di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Si riportano nei successivi paragrafi alcune configurazioni ammissibili più frequenti, con la loro relativa classificazione.

Nel seguente elenco i casi analizzati:

1. SEU aventi un unico punto di connessione alla rete elettrica pubblica;
2. SEESEU-A con un punto di connessione principale alla rete elettrica pubblica e un punto di connessione di emergenza;
3. SEESEU con configurazione di cui all'art. 31, comma 31.1, del TISSPC.

❖ **Esempio 1: Sistema classificabile come SEU avente un unico punto di connessione alla rete elettrica pubblica**

In figura 1 è rappresentata una configurazione di SEU caratterizzata da un impianto di produzione da fonte rinnovabile o CAR, che va a servire una Unità di Consumo connessa alla rete mediante un unico punto di connessione alla rete elettrica pubblica (POD 1).

Nel caso specifico sono presenti un solo produttore (A) ed un solo cliente finale (B). Il punto di connessione unico alla rete elettrica è nella titolarità di B.

Il produttore e il cliente finale possono coincidere o essere diversi.

Gli elementi costitutivi del sistema (e, quindi, l'impianto di produzione, l'UC e il collegamento elettrico privato senza obbligo di connessione di terzi) devono essere realizzati all'interno di un'unica area senza soluzione di continuità composta anche da più particelle catastali contigue, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi. Tale area deve essere di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale intestatario (B).

Ai fini della classificazione del sistema come SEU non sono previsti vincoli sulle date dei titoli autorizzativi e/o di inizio dei lavori né sulla data di entrata in esercizio del sistema stesso.

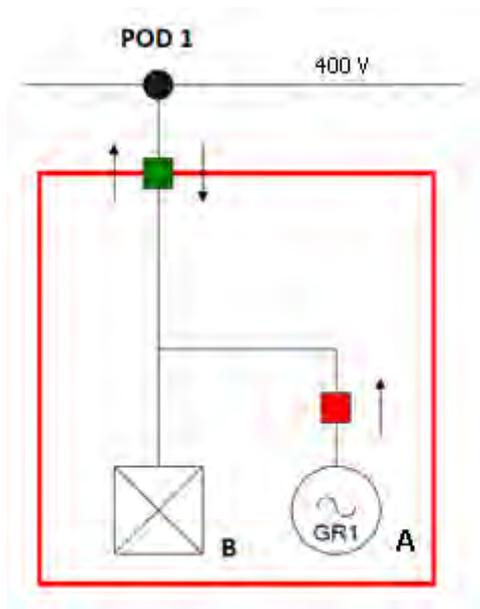


Figura 1: Esempio di un sistema classificabile come SEU costituito da un impianto di produzione e un'Unità di Consumo

❖ **Esempio 2: Sistema classificabile come SEESEU-A con un punto di connessione principale alla rete elettrica pubblica e un punto di connessione di emergenza**

Nella figura 2 è rappresentata una configurazione di SEESEU-A caratterizzata da un impianto di produzione di energia elettrica, alimentato da fonte qualsiasi (nessun obbligo di CAR o di alimentazione da fonte rinnovabile), di potenza anche superiore a 20 MW, connesso per il tramite di un collegamento privato ad un'Unità di Consumo.

Nel caso specifico sono presenti un solo produttore e un solo cliente finale (A) coincidenti alla data del 1° gennaio 2014 ovvero alla data di entrata in esercizio del sistema. Il punto di connessione unico alla rete elettrica è nella titolarità di A.

Inoltre, in accordo con la definizione di SEESEU, l'iter autorizzativo relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali, deve essere stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008 e le medesime autorizzazioni devono essere state conseguite entro il 31 dicembre 2013, ovvero la data di inizio lavori deve essere antecedente al 1° gennaio 2014.

Il sistema rappresentato in figura 2 è connesso alla rete elettrica pubblica per il tramite di due punti di connessione:

- un punto di connessione principale (POD 1);
- un punto di connessione secondario o di emergenza (POD 2).

Ai fini della classificazione del sistema come SEESEU-A non sono previsti vincoli legati alla data di entrata in esercizio del sistema stesso.

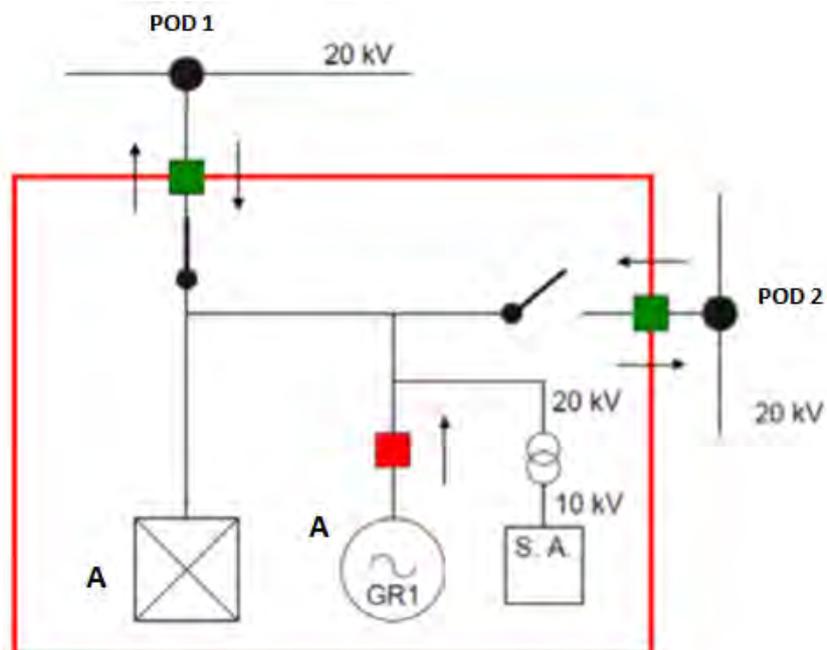


Figura 2: Esempio di un sistema classificabile come SEESEU-A costituito da un impianto di produzione, un'Unità di Consumo e con due punti di connessione alla rete pubblica di cui uno di emergenza

❖ **Esempio 3: Sistema classificabile come SEESEU ai sensi dell'articolo 31 comma 31.1 del TISPC**

Nella figura 3 è rappresentato un SEESEU costituito da due impianti di produzione e da un'Unità di Consumo. Gli impianti di produzione sono gestiti da soggetti diversi (A e B), mentre l'Unità di Consumo è gestita dal soggetto B.

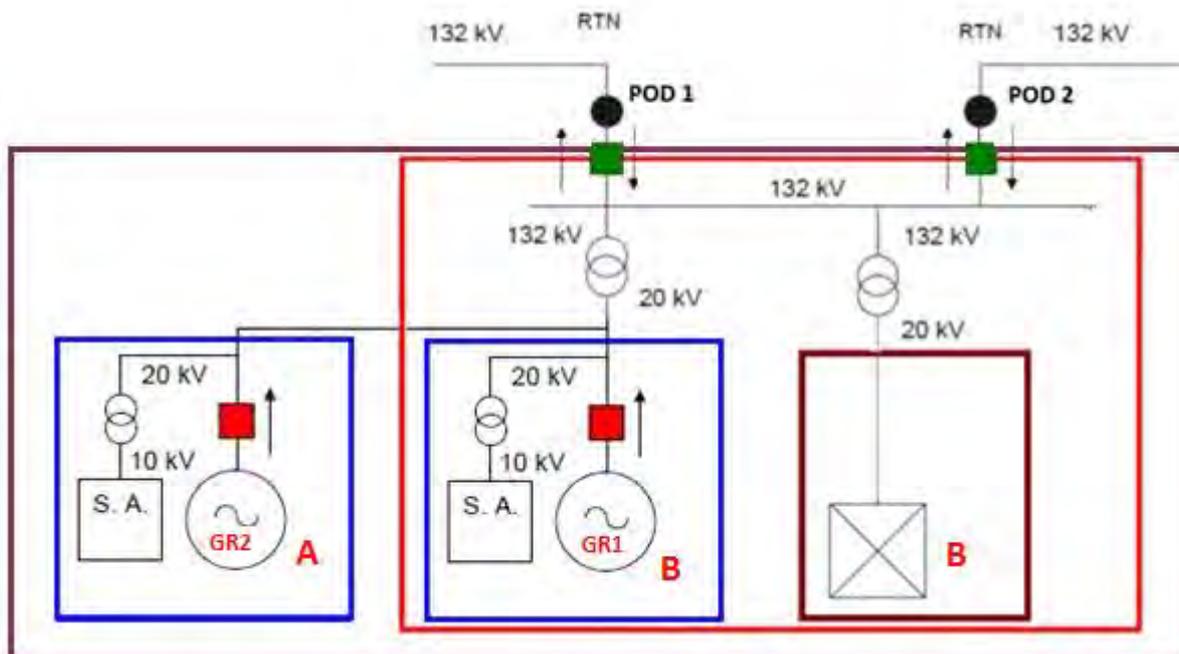


Figura 3: L'impianto di produzione gestito da A è considerato un impianto connesso alla rete pubblica per il tramite di una linea privata

Il sistema rappresentato è connesso alla rete elettrica pubblica per il tramite di due punti di connessione interconnessi circuitualmente tra loro.

Il punto di connessione principale è individuato secondo quanto previsto all'art. 9, comma 9.7, del TISSPC, nei casi di medesimo livello di tensione dei punti di connessione.

L'art. 31, comma 31.1, del TISSPC, consente, qualora ne ricorrano le condizioni, al Soggetto Referente di presentare una richiesta di riconoscimento, prevedendo che gli altri utenti siano gestiti come utenti della rete pubblica.

Pertanto il SEESEU classificabile è individuato dall'impianto di produzione e dall'Unità di Consumo gestiti dal medesimo soggetto giuridico (B).

La richiesta di riconoscimento deve, comunque, contenere le informazioni relativamente all'impianto di produzione gestito dal soggetto giuridico A.

In tal caso, il gestore di rete concessionario ed il gestore delle predette linee private sono tenuti a sottoscrivere un'apposita convenzione al fine di stabilire le modalità tecniche ed economiche per l'utilizzo delle predette linee per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione ai terzi connessi.

Appendice 2: Tabella riepilogativa dei principali dati richiesti per categoria di sistema

Riferimento	Dato	SEU / SESEU-D /ASAP/ASE	SESEU- A	SESEU-B	SESEU- C
ASSPC	Dichiarazione di non essere consorzio/cooperativa storica	X	X	X	X
	Data di entrata in esercizio dell'ASSPC	X	X	X	X
	Anagrafica del soggetto referente	X	X	X	X
	Eventuale anagrafica del procuratore firmatario	X	X	X	X
	Anagrafica cliente/produttore	X	X	X	X
	Potenza complessiva dell'ASSPC	X	X	X	X
	Data di inizio lavori per la realizzazione dell'ASSPC	X (non obbligatorio)	X	X	X
	Dichiarazione di area senza soluzione di continuità	X		X	
	Requisiti art. 31, comma 31.1, del TISSPC	X	X	X	X
	Requisito ASSPC con soggetti in amministrazione controllata		X		
	Produttore e cliente finale appartenenti al medesimo gruppo societario		X		
Protocollo di richiesta del titolo autorizzativo	X (non obbligatorio)	X	X	X	
Titolo autorizzativo relativo all'UP/UC/collegamento	Data di richiesta del titolo autorizzativo	X (non obbligatorio)	X	X	X
	Protocollo di ottenimento del titolo autorizzativo	X (non obbligatorio)	X	X	X
	Data di ottenimento del titolo autorizzativo	X (non obbligatorio)	X	X	X

Riferimento	Dato	SEU / SESEU-D /ASAP/ASE	SESEU- A	SESEU-B	SESEU- C
	Ente di rilascio del titolo autorizzativo	X (non obbligatorio)	X	X	X
	Codice SAPR	X	X	X	X
Impianto	Nome impianto	X	X	X	X
	Tipologia d'impianto	X	X	X	X
	Data di attivazione della connessione (calcolata come max delle UP)	X	X	X	X
	Potenza attiva complessiva	X	X	X	X
	Localizzazione	X	X	X	X
	Potenza originaria nel caso in cui l'impianto abbia subito delle modifiche in esercizio precedenti alla richiesta di riconoscimento	X	X	X	X
	Riferimenti catastali	X	X	X	X
	Se l'impianto è CAR o meno	X	X	X	X
	Codice UP	X	X	X	X
UP	Tipologia UP	X	X	X	X
	Data attivazione connessione	X	X	X	X
	Codice POD	X	X	X	X
	Gestore di Rete	X	X	X	X
	Numero sezioni	X	X	X	X
	Se l'UP è a fonte rinnovabile	X	X	X	X
	La tipologia di fonte e la sotto-tipologia	X	X	X	X
	Potenza disponibile in prelievo	X	X	X	X
UC	Data prima attivazione	X	X	X	X

Riferimento	Dato	SEU / SESEU-D /ASAP/ASE	SESEU- A	SESEU-B	SESEU- C
	Localizzazione	X	X	X	X
	Riferimenti catastali	X	X	X	X
	Codice POD	X	X	X	X
POD	Altri codici POD non presenti su GAUDÌ	X	X	X	X
	Caratteristica POD (immissione/prelievo/misto)	X	X	X	X
	Tipologia POD (principale/secondario/emergenza/POD relativi ad impianti di produzione o consumo di terzi di cui art. 31.1 del TISSPC)	X	X	X	X
	Gestore di Rete	X	X	X	X
	Livello di tensione	X	X	X	X
	Esistenza convenzioni in essere/risolte	X	X	X	X
Convenzioni GSE	Codice CENSIMP	X	X	X	X
	Codice convenzione	X	X	X	X
	Tipologia incentivo/regime amministrato	X	X	X	X



Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Delibera 578/2013/R/eel e s.m.i.

Milano, 11 giugno 2015

D.Lgs 115/08

SEU

Il D.Lgs. n.115/08 definisce, tra l'altro, i sistemi efficienti di utenza e i sistemi ad essi equiparati, attribuendo all'Autorità il compito di definire (entro 90 gg dall'entrata in vigore del D.Lgs.) i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento.

Legge 99/09

RIU

La Legge 99/09 definisce le RIU stabilendo che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema [...] e degli oneri ai sensi della Legge 368/2003, sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali.

Delibera AEEGSI 578/2013/R/eel

SEU/SEESEU

La Delibera ha previsto diverse tipologie di qualifica che prevedono un'agevolazione tariffaria sul pagamento degli oneri generali di sistema. In particolare tali qualifiche sono **SEU** e **SEESEU (A-B-C)**. I sistemi riconosciuti come ASE/ASAP dovranno pagare gli oneri generali di sistema anche sull'energia autoconsumata.

Benefici Tariffari

Il conseguimento della qualifica SEU/SEESEU (A-B-C) comporta condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica autoconsumata (ovvero prodotta e consumata all'interno del Sistema), a seconda della categoria di Sistema riconosciuto. A decorrere dal 1° gennaio 2015, ai sensi della Legge 116/2014, per i sistemi qualificati come SEU/SEESEU, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, **si applicano sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5% dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete.** Tali disposizioni non si applicano per gli impianti a fonti rinnovabili operanti in **Scambio sul Posto di potenza non superiore a 20 kW**, per i quali **i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, continuano ad applicarsi alla sola energia elettrica prelevata.**

Si definisce Unità di Consumo (UC) un "insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato **per un singolo impiego o finalità produttiva**. Essa coincide con la **singola unità immobiliare** o con l'insieme costituito dalla singola unità immobiliare e dalle sue relative pertinenze qualora insistenti sulla medesima particella catastale o su particelle contigue. Il predetto insieme può anche coincidere con un **insieme di unità immobiliari** non legate da un vincolo pertinenziale a condizione che ricorrano entrambe le seguenti condizioni:

- **o sono unità immobiliari localizzate su particelle catastali contigue in un unico sito produttivo e nella piena disponibilità della medesima persona giuridica;**
- **o sono unità immobiliari utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate in via esclusiva alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.**

Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3 del TIC o di cui al comma 9.1 del presente provvedimento. Ad ogni Unità di Consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT”;

ESEMPLIFICATIVA

Impianto di
produzione 1

Impianto costituito da un motore a combustione interna da 3 MWe operante in assetto cogenerativo e riconosciuto CAR ai sensi del DM 4 agosto 2011.

Entrata in esercizio: ottobre 2014

Titolare: Rossi S.r.l.

Unità di
consumo

Uno stabilimento produttivo di carta in rotoli che al suo interno presenta:

- due reparti denominati preparazione impasti e produzione carta;
- diversi uffici (ad esempio amministrazione, personale, etc.).

L'area è costituita da **più Unità immobiliari** - 6 particelle catastali.

Titolare: Rossi S.r.l.

In tale casistica è possibile identificare un'unica Unità di Consumo?

Osservazioni

I reparti e gli uffici costituiscono **un'unica UC** in quanto:

- appartengono allo stesso soggetto giuridico;**
- svolgono attività finalizzate alla realizzazione di un unico prodotto finale.**

Pertanto, fermi restando gli ulteriori requisiti sottostanti la qualifica, il sistema è qualificabile come SEU/SEEU-B.

ESEMPLIFICATIVA

La Società "A" è realizzata all'interno di **una unica unità immobiliare**.

La Società A dà in locazione ad una Società "B" un'area e le fornisce tutti i servizi associati (energia elettrica, gas, vapore, acqua, aria compressa, condizionamento, etc.).

- L'energia elettrica viene prodotta in parte tramite un cogeneratore riconosciuto come CAR di proprietà di A;
- La Società A acquista quanto prodotto da B e lo utilizza come base per la sua produzione;
- La Società B paga un corrispettivo fisso per tutti i servizi associati all'area in locazione (tra cui l'energia elettrica);
- L'intero sistema è connesso alla rete attraverso **un unico POD intestato ad A**.

In tale casistica è possibile identificare un'unica Unità di Consumo?

Osservazioni

In generale, ad una singola unità immobiliare dovrebbe corrispondere una sola UC a prescindere dal numero dei soggetti giuridici presenti all'interno della stessa. Rimane, comunque, ferma la necessità di verificare il corretto accatastamento.

Nel caso descritto il sistema è caratterizzato da **una singola unità di consumo** (in quanto singola unità immobiliare) pertanto, fermo restando il possesso degli ulteriori requisiti richiesti dal TISSPC, potrebbe ottenere la qualifica di SEU/SEEU-B.

ESEMPLIFICATIVA

Impianto di
produzione

Impianto FTV in copertura da 1200 kWe, entrato in esercizio ad ottobre 2012 con autorizzazioni richieste a maggio 2010 e rilasciate ad aprile 2011.

Unità di
consumo

Il Sistema è realizzato su **più unità immobiliari**.
L'impianto FTV alimenta sia un Villaggio turistico formato da 100 appartamenti sia **un'unità immobiliare dedicata** esclusivamente ad un ristorante dato in gestione ad una ditta esterna.

Osservazioni

La configurazione descritta non permette il riconoscimento della qualifica SEESEU poiché non sussistono i requisiti relativi ai titoli autorizzativi.

Nel caso specifico il sistema non si configura neanche come SEU, in quanto, il ristorante si estende su una unità immobiliare data in locazione ad un soggetto differente dal proprietario dell'intero complesso e alla quale sono imputabili gli effettivi consumi di energia elettrica.

Nella situazione descritta è necessario richiedere la qualifica SEU su di un **perimetro ridotto** censendo il ristorante come una **UC virtuale**.

Un'utenza virtualmente connessa è **un'utenza della rete pubblica**, impianto di produzione o UC, che però, per scelta del gestore di rete concessionario, **non è stata direttamente connessa alla rete di distribuzione** o alla rete di trasmissione, ma è stata ad esse indirettamente connessa utilizzando le linee private di un ASSPC.

I punti di connessione di tali utenze alle linee dell'ASSPC sono quindi da ritenersi come punti di interconnessione virtuale fra le linee dell'ASSPC e la rete pubblica (punti indiretti di interconnessione). A tali utenze, quindi, virtualmente connesse alla rete dell'impresa distributrice competente nel territorio o alla rete di trasmissione nazionale, si applica la medesima regolazione vigente per le utenze delle reti pubbliche direttamente connesse ad esse, con tutti i relativi diritti ed obblighi.

Riassumendo, quindi, sono utenze **che accedono alla rete pubblica per il tramite di linee o reti private** e **pertanto sono virtualmente connesse alla rete pubblica**. L'energia elettrica prelevata e/o immessa dalle predette utenze (sia impianti di produzione che unità di consumo) deve essere considerata come se fosse direttamente immessa/prelevata dalla rete pubblica.



In tali casi, il gestore di rete concessionario ed il gestore delle linee private sono tenuti a **sottoscrivere un'apposita convenzione** al fine di **stabilire le modalità tecniche ed economiche per l'utilizzo delle linee elettriche private per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione ai terzi connessi**.

ESEMPLIFICATIVA

Impianto di produzione 1

Impianto costituito da un motore a combustione interna da 7 MWe operante in assetto cogenerativo ma **non tale da essere riconosciuto CAR** ai sensi del DM 4 agosto 2011. Entrata in esercizio: ottobre 2010 titolo autorizzativo richiesto ed ottenuto nel 2006. **Titolare: Verdi S.p.A.**

Impianto di produzione 2

Impianto fotovoltaico da 500 kWe entrato in esercizio a maggio 2010 con titolo autorizzativo richiesto e ottenuto nel 2009. **Titolare: FV S.r.l.**

Unità di consumo

Stabilimento produttivo che comprende sia i reparti di produzione che l'area uffici. **Titolare: Verdi S.p.A.**

Osservazioni

La configurazione descritta non permette il riconoscimento della qualifica SEU/SEEU-B (impianti di produzione non gestiti dal medesimo produttore e impianto 1 non FER o CAR). Si potrebbe, però, procedere a **richiedere la qualifica SEEU-A** su un **perimetro ridotto** del sistema costituito da:

- Unità di produzione 1: impianto di cogenerazione da 7 MWe - titolare Verdi S.p.A.;
- Unità di consumo: stabilimento produttivo - titolare Verdi S.p.A.

L'altra unità di produzione dovrà essere censita come utenza virtualmente connessa alla rete pubblica ed avrà associato un Pod Virtuale secondo le modalità fissate dal distributore.

Alternativamente, si potrebbe richiedere la qualifica SEU per il sistema costituito dall'impianto di produzione 2 e l'UC censendo quindi l'impianto di produzione 1 come utenza virtuale.

ESEMPLIFICATIVA

Impianto di produzione

Impianto costituito da un motore a combustione interna da 2 MWe operante in assetto cogenerativo e riconosciuto CAR ai sensi del DM 4 agosto 2011. L'impianto è entrato in esercizio ad ottobre 2014 con autorizzazioni richieste a Maggio 2011 e rilasciate ad aprile 2012.

Titolare: Bianchi S.r.l.

Unità di consumo

Unità composta da più piani:

- piano interrato adibito a parcheggio gratuito;
- piano terra comprensivo di supermarket + galleria nord (spazi comuni+ 20 negozi);
- primo piano comprensivo di galleria est e ovest (spazi comuni+40 negozi + ristorante)

Gli spazi comuni e il parcheggio al piano interrato sono 5 Particelle. **Titolare: Bianchi S.r.l.**

I vari negozi ed il ristorante sono dati in locazione ai singoli esercenti.

L'intero sistema è connesso alla rete attraverso **un unico POD**

Osservazioni

La configurazione descritta non permette il riconoscimento della qualifica SEU/SEEU. Si potrebbe, però, procedere a richiedere la qualifica SEU su un perimetro ridotto - **procedendo a distinguere fra l'unità immobiliare afferente ai servizi condivisi del centro commerciale dalle altre unità immobiliari identificate nelle singole unità commerciali autonome e capaci di produrre un reddito proprio** - del sistema costituito da:

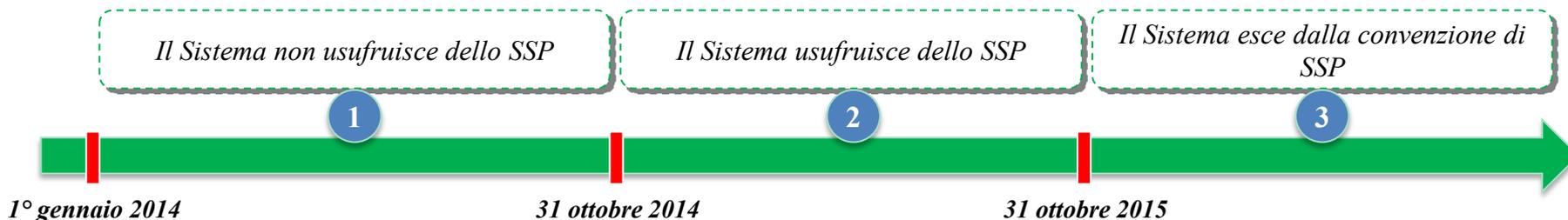
- **Unità di consumo.** Utenze gestite da Bianchi S.r.l. costituite ad esempio da illuminazione spazi comuni gallerie e parcheggio, alimentazione elettrica gruppi frigoriferi – UTA – estrattori – pompe di distribuzione fluidi termovettori - ascensori e altri sistemi di movimentazione automatica - sistemi di supervisione, controllo e sicurezza.

- **Unità di produzione:** Cogeneratore da 2 MWe appartenente alla Bianchi S.r.l.

Le altre utenze (60 negozi + ristorante) saranno censite come Utenze Virtuali.

Scambio sul Posto (SSP)

qualifica automatica e tempistiche



Il GSE qualifica automaticamente il Sistema come SEESEU-B a partire dalla decorrenza della convenzione SSP (nella figura 31 ottobre 2014) e in relazione al periodo di vigenza della convenzione stessa (in figura 31 ottobre 2015).

Nel momento in cui il Sistema esce dallo SSP, il Soggetto Referente dovrà presentare richiesta di qualifica al GSE **entro 60 giorni solari** dalla data di **recesso della convenzione**

CAR e SSP

Nel caso di un impianto cogenerativo che accede allo SSP, il riconoscimento CAR è requisito necessario per il riconoscimento dei benefici connessi allo SSP. Qualora per un dato anno n la verifica a consuntivo della qualifica CAR abbia **esito negativo**, vengono meno anche i benefici connessi. Tali benefici non vengono riconosciuti in relazione all'anno $n+1$ di competenza. In particolare, relativamente all'anno n il produttore, in relazione all'energia elettrica prodotta e consumata in loco senza che sia transitata sulla rete pubblica, sarà esonerato dal pagamento degli oneri generali di sistema (art.24 Legge 166/2014), nell'anno $n+1$ il produttore dovrà procedere al versamento dei relativi oneri generali di sistema in relazione all'energia elettrica prodotta e consumata in loco senza che sia transitata sulla rete pubblica.

Evoluzioni consentite

La potenza complessiva degli impianti di produzione **non può in ogni caso superare il massimo fra 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento o per i quali l'iter autorizzativo sia stato avviato prima del 4 luglio 2008 e tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente siano state ottenute entro la data di entrata in vigore del presente provvedimento.**

Fonte dell'impianto

Eventuali potenziamenti o rifacimenti degli impianti di produzione presenti all'interno di un SEESEU, ferma restando la conservazione dei vincoli sulla potenza complessivamente installata a seguito della conclusione degli interventi di potenziamento o rifacimento, **possono determinare la conservazione dei benefici connessi ai SEESEU esclusivamente** nel caso in cui tali interventi prevedono, per la parte di nuova realizzazione, rifacimento o potenziamento, **l'utilizzo di fonti rinnovabili o un assetto in cogenerazione ad alto rendimento.**

Nuovo impianto

Al fine di conservare i benefici connessi con la qualifica di SEESEU, i vincoli di cui ai commi 26.4, 26.5 e 26.6 devono essere rispettati anche qualora all'interno di un SEESEU si decidesse di realizzare **un nuovo impianto** di produzione, pena la decadenza dei diritti associati alla predetta qualifica.

Evoluzioni degli impianti di produzione dei SEESEU-A/B

concluse prima del 1° gennaio 2014



<i>qualifica</i>	<i>descrizione nucleo originale</i>	<i>evoluzione</i>	
SEESEU-A	Requisiti SEESEU-A rispettati Titolo autorizzativo per 35 MW Impianto in esercizio con 15 MW	Potenziamento di 15 MW CAR/FER	Potenziamento ammissibile
SEESEU-A	Requisiti SEESEU-A rispettati Titolo autorizzativo per 35 MW Impianto in esercizio con 15 MW	Potenziamento di 15 MW NON FER	Potenziamento ammissibile
SEESEU-B	Requisiti SEESEU-B rispettati Titolo autorizzativo per 35 MW Impianto in esercizio con 15 MW	Potenziamento di 15 MW FER	Potenziamento ammissibile
SEESEU-B	Requisiti SEESEU-B rispettati Titolo autorizzativo per 25 MW Impianto in esercizio con 10 MW	Potenziamento di 9 MW FER	Potenziamento ammissibile

Evoluzioni dei SEESEU-A e SEESEU-B

concluse dopo il 1° gennaio 2014



qualifica	descrizione nucleo originale	evoluzione	
SEESEU-A	Requisiti SEESEU-A rispettati Titolo autorizzativo per 35 MW Impianto in esercizio con 15 MW	Potenziamento di 15 MW CAR	Potenziamento ammissibile
SEESEU-A	Requisiti SEESEU-A rispettati Titolo autorizzativo per 35 MW Impianto in esercizio con 15 MW	Potenziamento di 15 MW NON FER (possibilità di completare gli interventi il cui iter autorizzativo era già avviato al 4/07/2008 e concluso al 1° gennaio 2014.	Potenziamento ammissibile
SEESEU-B	Requisiti SEESEU-B rispettati Titolo autorizzativo per 35 MW Impianto in esercizio con 15 MW	Potenziamento di 15 MW FER	Potenziamento ammissibile
SEESEU-B	Requisiti SEESEU-B rispettati Titolo autorizzativo per 25 MW Impianto in esercizio con 10 MW	Potenziamento di 9 MW FER	Mantenimento qualifica SEESEU-B

Il TISSPC stabilisce che: i SEESEU-C caratterizzati da uno o più impianti di produzione di energia elettrica gestiti da diversi soggetti giuridici ed una o più unità di consumo di energia elettrica gestite da diversi soggetti giuridici che al 1° gennaio 2014 appartengono ad un unico gruppo societario, possono essere ricompresi nei SEESEU-B purché entro il 31 luglio 2015 **tutte le unità di produzione presenti siano gestite da un unico produttore e tutte le unità di consumo del sistema siano gestite da un unico cliente finale** e purché i predetti impianti di produzione siano alimentati da **fonti rinnovabili o siano CAR**.

<i>qualifica</i>	<i>tempistiche di effettuazione modifica</i>	<i>evoluzione</i>
SEESEU-C	Il sistema effettua le modifiche richieste dal TISSPC entro luglio 2015	Il GSE, su richiesta del Soggetto Referente e dopo aver controllato il possesso dei requisiti al 31 luglio 2015, riconosce la qualifica di SEESU-B a partire dal 1° gennaio 2016.
SEESEU-C	Il sistema non effettua le modifiche richieste dal TISSPC ma possiede i requisiti (al 31 dicembre 2013) per essere qualificato SEESU-A su di un perimetro ridotto.	Il Soggetto Referente, a partire dal 1° gennaio 2016 potrà richiedere la qualifica SEESEU-A su un perimetro ridotto . La nuova qualifica decorrerà dal mese successivo a quello in cui è stata presentata la richiesta.
SEESEU-C	Il sistema non effettua le modifiche richieste dal TISSPC ma possiede i requisiti per essere qualificato SEESU-B su di un perimetro ridotto.	Il Soggetto Referente, a partire dal 1° gennaio 2016 potrà richiedere la qualifica SEESEU-B su un perimetro ridotto . La nuova qualifica decorrerà dal mese successivo a quello in cui è stata presentata la richiesta.
SEESEU-C	Il sistema non effettua modifiche rispetto al sistema qualificato come SEESEU-C	Il sistema viene riconosciuto come ASE/ASAP a partire dal 1° gennaio 2016.

Nei casi in cui sia necessario procedere:

- alla voltura dei titoli autorizzativi;
- all'aggiornamento del Regolamento di Esercizio;
- presentazione al gestore di rete concessionario richiesta di modifica della connessione esistente al fine di individuare e censire utenze virtualmente connesse alla rete pubblica o Unità di Consumo interne;

il GSE procederà comunque entro 90 giorni ad un esame tecnico delle informazioni e della documentazione inviata ai fini della qualifica.

Ove l'esito di tale analisi sia positivo il GSE rilascia una qualifica che sarà annullata ab origine nel caso in cui il Soggetto Referente non trasmetta **entro i successivi 12 mesi** la summenzionata documentazione.

Osservazioni

In analogia a quanto previsto per la volturazione delle UC interne e delle Utenze virtuali, il GSE accetterà in fase di richiesta di qualifica anche documentazione comprovante l'avvio della voltura (entro i termini previsti per la presentazione della richiesta di qualifica) del/dei POD che caratterizzano il sistema.

Ove l'esito di tale analisi sia positivo il GSE rilascia una qualifica che sarà annullata ab origine nel caso in cui il Soggetto Referente non trasmetta **entro i successivi 12 mesi** la summenzionata documentazione.

Le tempistiche per la presentazione della richiesta CAR ai fini del riconoscimento della qualifica SEU/SEESEU-B sono:

SEU

	2014/2015			2016			201n		
	Richiesta a consuntivo*	Richiesta preliminare	Termine presentazione richiesta CAR	Richiesta a consuntivo*	Richiesta preliminare	Termine presentazione richiesta CAR	Richiesta a consuntivo*	Richiesta preliminare	Termine presentazione richiesta CAR
ASSPC entrato in esercizio entro il 30/06/2014	X		31/03/2015	X		31/03/2016	X		31/03/201n
ASSPC entrato in esercizio tra il 1 luglio 2014 e il 31/12/2014		X	NO VINCOLO	X		31/03/2016	X		31/03/201n

* sulla base dei dati relativi alla produzione dell'anno n-1. Solo per l'anno 2014/2015 i dati sono quelli relativi al 2014.

SEESEU-B

	2014/2015			2016			201n		
	Richiesta a consuntivo*	Richiesta preliminare	Termine presentazione richiesta CAR	Richiesta a consuntivo*	Richiesta preliminare	Termine presentazione richiesta CAR	Richiesta a consuntivo*	Richiesta preliminare	Termine presentazione richiesta CAR
Impianti CAR (sia in funzione prima del 2013 che entrati in esercizio nel 2014)		X	NO VINCOLO	X		31/03/2016	X		31/03/201n

* sulla base dei dati relativi alla produzione dell'anno n-1. Solo per l'anno 2014/2015 i dati sono quelli relativi al 2014.



Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Portale informatico per la presentazione delle richieste di qualifica

SEU/SEEU: Casi applicativi

Milano, 11 giugno 2015

Portale informatico SEU per il periodo transitorio

A partire **dal 3 marzo 2015** è possibile presentare le richiesta di qualifica SEU e SEESEU mediante l'applicazione informatica "SEU" disponibile sull'Area Clienti del GSE.

Con comunicato del 22 maggio 2015, il GSE ha informato che, su indirizzo dell'Autorità e a seguito delle numerose richieste pervenute dalle Associazioni di categoria, **il termine per la presentazione delle richieste di qualifica SEU o SEESEU per i sistemi entrati in esercizio entro il 31/12/2014 è prorogato al 30 settembre 2015.**

Portale informatico SEU per il periodo a regime

A partire dal **xx giugno 2015** è possibile presentare le richiesta di qualifica SEU e SEESEU mediante l'applicazione informatica "SEU" disponibile sull'Area Clienti del GSE.

Le richieste di ammissione ai benefici tariffari SEU-SEESEU possono essere presentate esclusivamente tramite l'apposito portale informatico.



The screenshot shows the GSE website interface. At the top, there is a navigation bar with links: Home, Sito GSE, Decreto Ministeriale, Manuale Utente, FAQ, SEU / SEESEU, Regole Applicative, and a button labeled 'I TUOI DATI'. Below the navigation bar is a banner with the GSE logo and the text 'Nuova Richiesta'. A magnifying glass icon is positioned over a blue callout box that reads 'Sezione dedicata all'inserimento della richiesta.' The main content area features a navigation bar with 'NUOVA RICHIESTA' and 'GESTIONE RICHIESTE'. Below this, there are sections for ' & News' and 'Ti serve aiuto?'. The 'Ti serve aiuto?' section includes a lifebuoy icon and text: 'In questa sezione trovi i riferimenti utili a ricevere assistenza per qualsiasi problematica relativa alla compilazione della tua richiesta di incentivo, all'attivazione del tuo contratto e più in generale alla corrispondenza con il GSE...'. At the bottom, there is a footer with the GSE logo, copyright information (2013 - Gestore dei Servizi Energetici), the company name (Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.), and contact details for the legal office (Sede Legale) and the Rome office (Reg. Imprese di Roma).

Home | Sito GSE | Decreto Ministeriale | Manuale Utente | FAQ | SEU / SEESEU | Regole Applicative | I TUOI DATI ▶

GSE
Gestore
Servizi
Energetici

Nuova Richiesta

NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Sezione dedicata all'inserimento della richiesta.

& News

portale SEU

Ti serve aiuto?

In questa sezione trovi i riferimenti utili a ricevere assistenza per qualsiasi problematica relativa alla compilazione della tua richiesta di incentivo, all'attivazione del tuo contratto e più in generale alla corrispondenza con il GSE...

GSE
Copyright
2013 - Gestore dei Servizi Energetici

Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.
Sede unico Ministero dell'Economia e delle Finanze D.lgs 79

Sede Legale
Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

Reg. imprese di Roma
P.IVA e C.F. n. 05754381001
R.E.A. di Roma n. 918934 Cap. Soc. € 26.000.000 i.v.

Sono previste due differenti modalità di inserimento delle richieste di qualifica SEU-SESEU sul portale applicativo

MODALITÀ TRANSITORIA

Valida per sistemi con data di entrata in esercizio antecedente al 31 dicembre 2014.

Il sistema ASSPC viene censito e caratterizzato in tutti i suoi elementi sull'applicativo GSE che provvede a rilasciare il codice ASSPC caratteristico del sistema, comunicato a Terna e successivamente al Gestore di Rete.

MODALITÀ REGIME

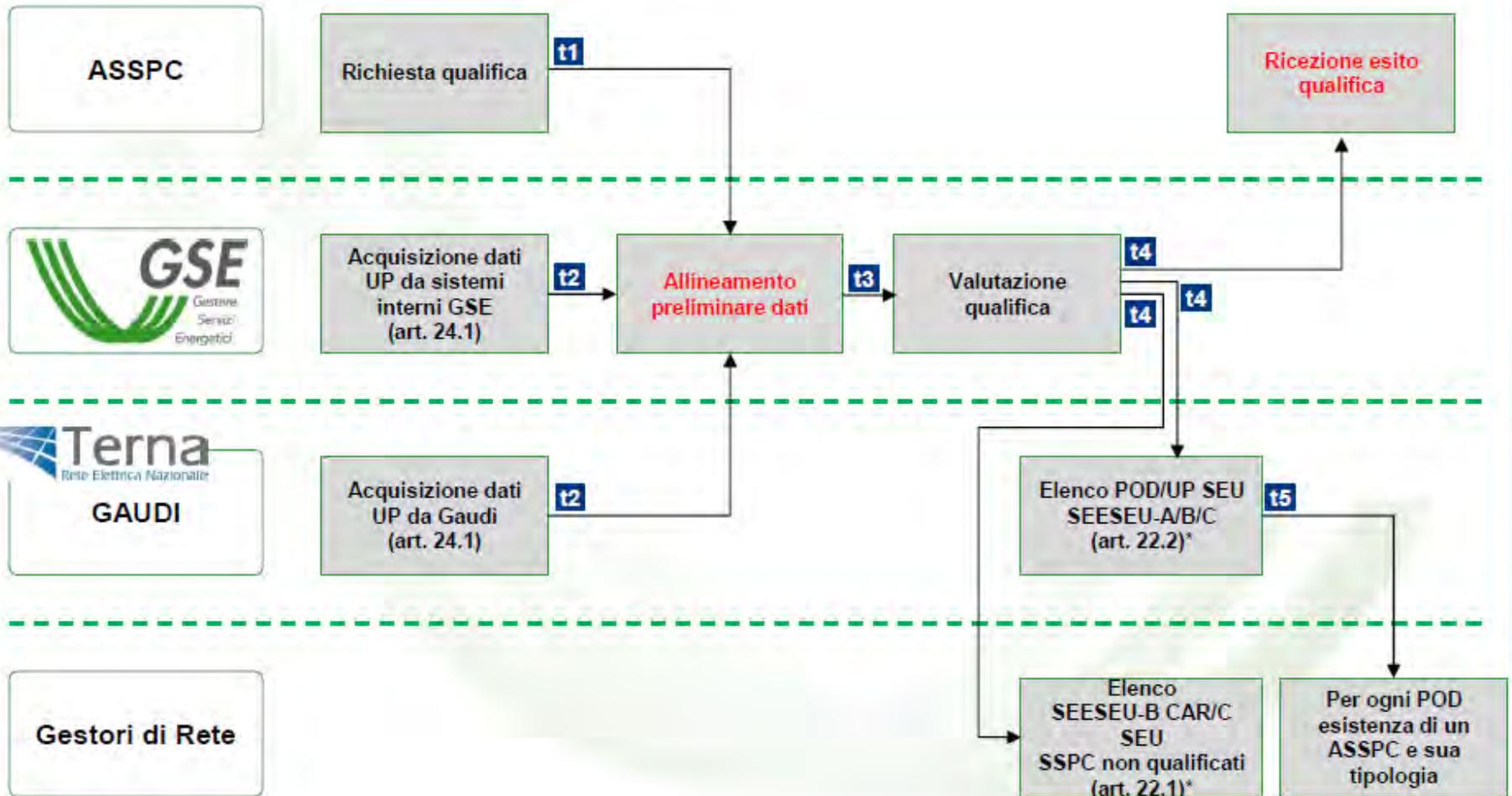
Valida per sistemi con data di entrata in esercizio successiva al 1 gennaio 2015.

Il sistema ASSPC deve essere preventivamente registrato sul sistema Gaudì di Terna.

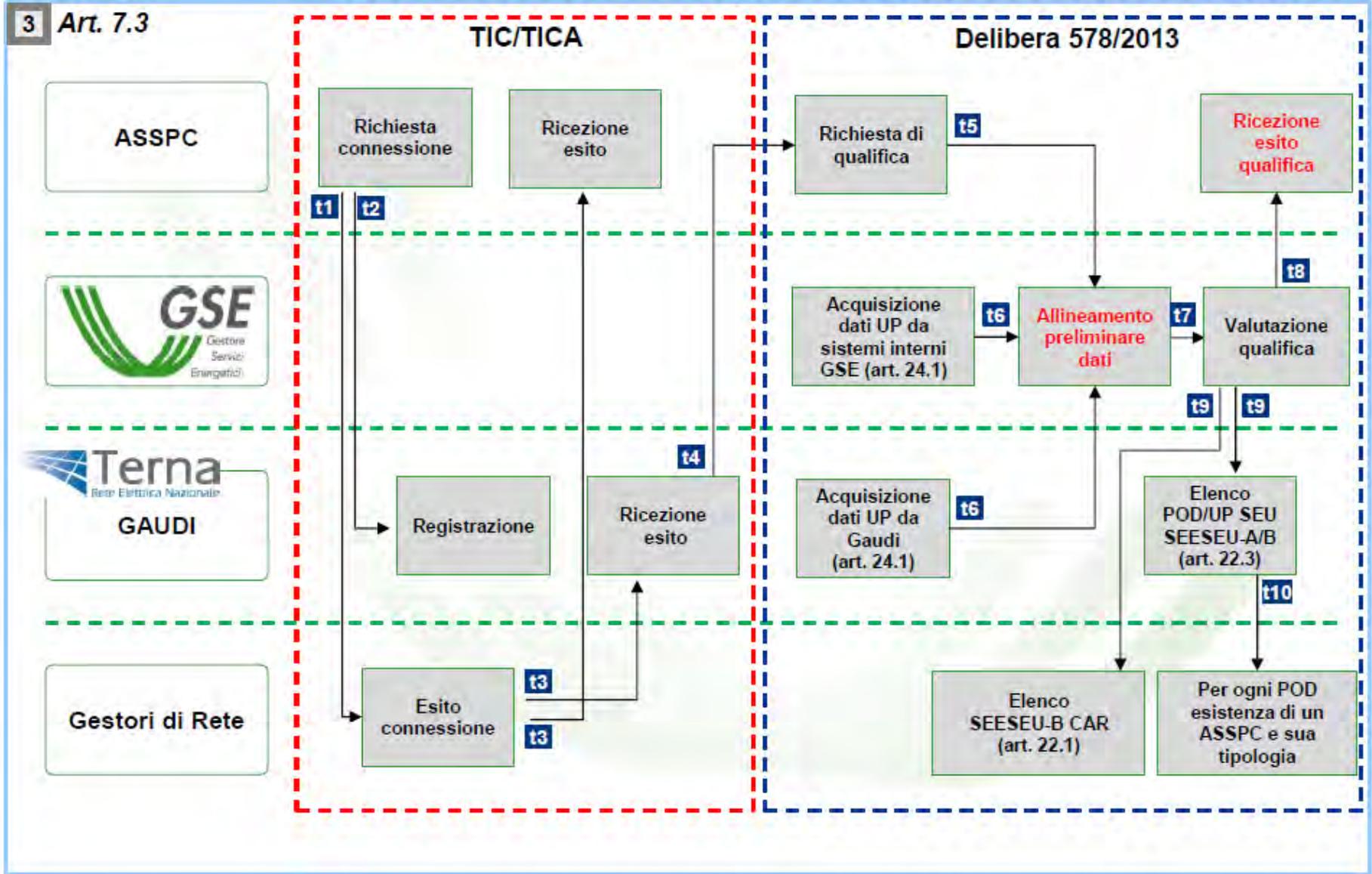
Il portale GSE richiede, in fase di inserimento della richiesta, il codice ASSPC e il codice di controllo fornito da Terna al fine di ricevere automaticamente dal sistema Gaudì i dati caratteristici del sistema

Schematizzazione processo fase transitoria

2 Art. 7.1 b



Schematizzazione processo fase regime



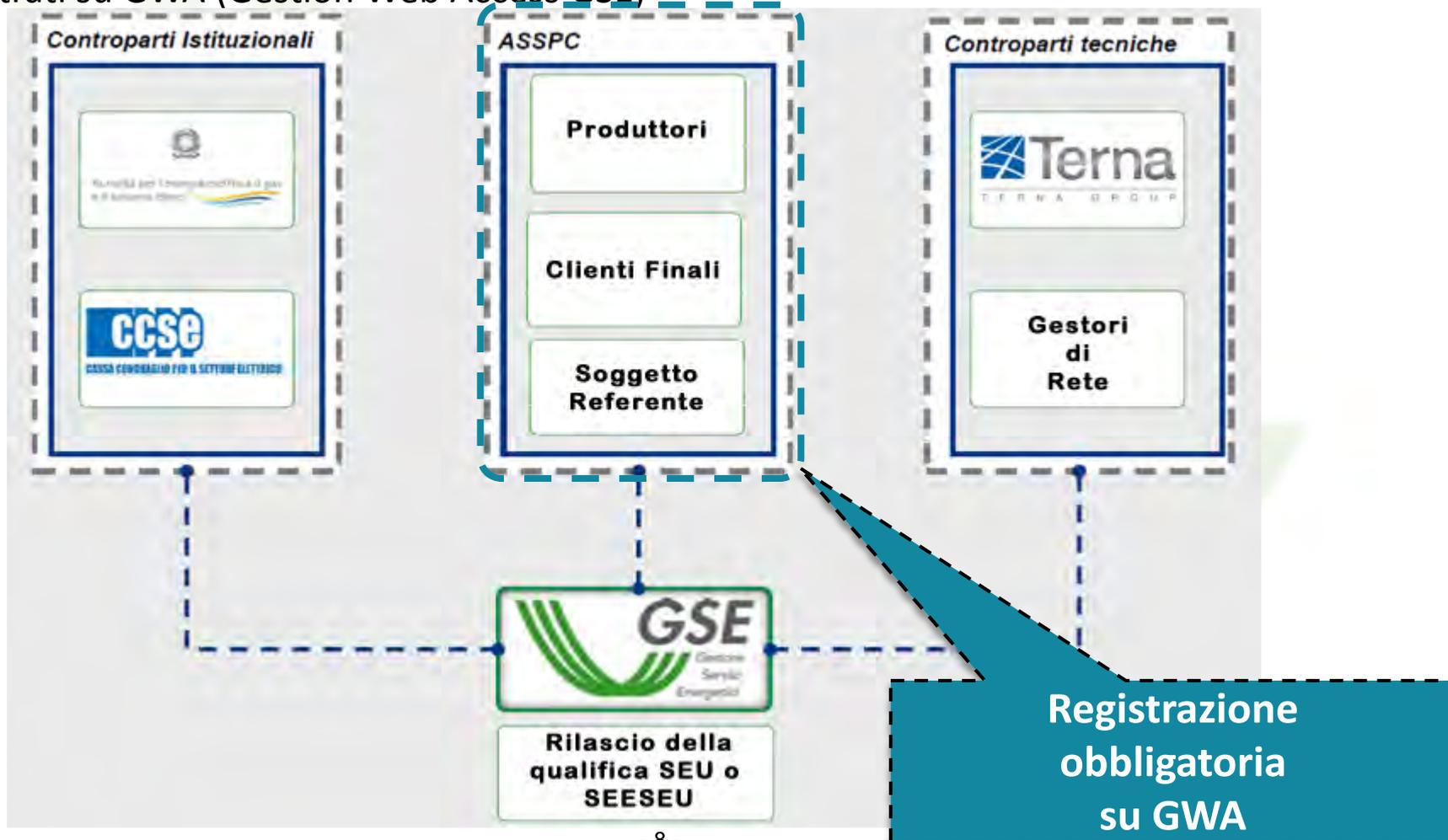
L'applicativo prevede l'inserimento di dati e documenti tramite navigazione a TAB. In fase iniziale sono previste delle domande preliminari per identificare la tipologia di qualifica richiesta, la data di entrata in esercizio e il rispetto dei vincoli di assetto previsti in funzione della tipologia di qualifica (Fase Wizard).

Le sezioni previste da compilare sono i seguenti:

NOME TAB	TRANSITORIO	REGIME
SOGGETTO REFERENTE	X	X
PRODUTTORI E CLIENTI FINALI	X	X
DATI GENERALI	X	X
IMPIANTI DI PRODUZIONE	X	
DATI ASSPC		X
UNITA' DI CONSUMO	X	X
POD	X	X
CONVENZIONI	X	X
CORRISPONDENZA	X	X
DOCUMENTI	X	X

Registrazione utenti

I soggetti referenti, i produttori e i clienti finali devono essere preventivamente registrati su GWA (Gestion Web Access GSE)





NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE



PREREQUISITI



Il soggetto referente dichiara sotto la sua responsabilità che il sistema per il quale si richiede la qualifica non appartiene a nessuna delle categorie di seguito elencate:

- A) Consorzio Storico
- B) Cooperative Storiche

Conferma Non Conferma

← INDIETRO

CONTINUA →



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE



TIPOLOGIA SISTEMA

Data di entrata in esercizio del sistema ASSPC *

01/02/2014



Specificare la prima data dalla quale il sistema si configura come SEU/SESEU *

01/02/2014



Il sistema ASSPC ha assunto più di una configurazione? *

Si

No

La domanda attiva la richiesta di inserimento di una nuova configurazione in fase di CONFERMA.

Se la data è < 01/01/2015, si ricade nella modalità transitorio.



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE



TIPOLOGIA SISTEMA



Selezionare la tipologia di qualifica che si desidera ottenere per il sistema:

- SEU [+]
- SESEU - A [+]
- SESEU - B [+]
- SESEU - C [+]

Sistema Esistente Equivalente ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo B, di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera II), dell'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel.

Data di entrata in esercizio limite 31 dicembre 2013



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Prerequisiti

Selezione Tipo Sistema

Compilazione richiesta

Conferma dati

Invio richiesta

Richiesta Inviata

TIPOLOGIA SISTEMA



Le unità di produzione sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario?

Si No

Le unità di consumo sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario?

Si No

Sono previsti gli adeguamenti di cui all'art. 26 comma 1 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/13 per qualificare il sistema come SEESEU-B a partire dal 31 dicembre 2015?

Si No **Domanda esclusiva per SEESEU-C**

Gli impianti che caratterizzano il sistema sono realizzati all'interno di un'area senza soluzioni di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale?

Si No **Domanda esclusiva per SEU e SEESEU-B**

Agli impianti di produzione e consumo che caratterizzano il sistema sono connessi altri impianti di produzione o consumo di terzi ai sensi dell'art. 26 comma 2 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/13/R/EEL e s.m.i.?

Si No

INDIETRO

GENERAZIONE
RICHIESTA



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

ASSEGNAZIONE CODICE DELLA RICHIESTA

Gentile Utente, le comunichiamo che da questo momento può procedere alla compilazione della richiesta di Qualifica SEU/SESEU alla quale è stato assegnato il seguente codice identificativo:

Codice Identificativo Richiesta: **SEU00000001**

Codice
Richiesta
GSE

Premendo il pulsante **CONTINUA** verrà indirizzato nella sezione dedicata alla compilazione della richiesta.

E' anche possibile accedere successivamente alla sezione dedicata alla compilazione selezionando la voce di menù **GESTIONE RICHIESTE**.

CONTINUA



Simulazione inserimento richiesta di qualifica- 1° caso

- ✓ Tipologia Sistema: SEU
- ✓ Sistema monoconfigurato
- ✓ Coincidenza tra soggetto referente, unico produttore e unico cliente finale
- ✓ Un impianto di produzione a fonte solare
- ✓ Un'unica unità di consumo residenziale
- ✓ Impianto di produzione incentivato ai sensi del Conto Energia





NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
CLIENTI FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

SOGGETTO

Nominativo / Ragione Sociale Codice Fiscale Partita IVA

SEDE LEGALE

Nazione
 Provincia Regione Comune
 Indirizzo Numero Civico CAP

RESIDENZA

Nazione
 Provincia Regione
 Indirizzo Numero Civico CAP

Identificazione profilo Soggetto referente

PROFILO DEL SOGGETTO

Produttore Cliente Finale Produttore e Cliente Finale Soggetto Terzo diverso da produttore/i e cliente/i finale/i

IDENTIFICAZIONE DEL FIRMATARIO

Cognome e Nome
 Codice Fiscale Data di Nascita Nazione di Nascita
 Regione di nascita Provincia di Nascita Comune di Nascita



Nel caso in cui si riscontrassero inesattezze sui dati è necessario accedere al sito https://applicazioni.gse.it/GWA_UI/ per aggiornarli



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**

Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
CLIENTI FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

ELENCO SOGGETTI



AGGIUNGI SOGGETTO

POSSIBILITA'
DI AGGIUNGERE
PRODUTTORI
E/O
CLIENTI FINALI



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

CARATTERISTICHE DEL SISTEMA

Dati Preliminari

Tipologia Sistema ASSPC:	SEU
Data di entrata in esercizio del sistema ASSPC:	01/01/2014
Data da cui è richiesta la qualifica SEU/SESEU:	01/01/2014

Dati ereditati dalla sezione WIZARD iniziale e non più modificabili

Le unità di produzione sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario?

Le unità di consumo sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario?

Sono previsti gli adeguamenti di cui all'art. 26 comma 1 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/13 per qualificare il sistema come SESEU-B a partire dal 31 dicembre 2015?

Gli impianti che caratterizzano il sistema sono realizzati all'interno di un'area senza soluzioni di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale?

Agli impianti di produzione e consumo che caratterizzano il sistema sono connessi altri impianti di produzione o consumo di terzi ai sensi dell'art. 26 comma 2 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/13/R/EEL e s.m.i.?z

Potenza complessiva del sistema ASSPC (kW)	21,88
Data di inizio lavori per la realizzazione del sistema ASSPC	05 / 05/2013

Controllo previsto: dato inserito pari alla somma delle potenze di tutti gli impianti di produzione afferenti al sistema ASSPC



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
CLIENTI FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

CARATTERISTICHE DEL SISTEMA

TITOLO AUTORIZZATIVO

Protocollo di richiesta del titolo autorizzativo

PROT. A2013/125C

Data di richiesta titolo autorizzativo del sistema ASSPC

01 / 01 / 2013

Protocollo di ottenimento del titolo autorizzativo

PROT. P2013/225D

Data di ottenimento titolo autorizzativo del sistema ASSPC

01 / 03 / 2013

Ente di rilascio del titolo autorizzativo

COMUNE

Nome dell'Ente di rilascio del titolo autorizzativo

COMUNE DI ROMA

Controllo previsto per SESEU: data limite 4 luglio 2008

Controllo previsto per SESEU: data limite 31 dicembre 2013 (controllo alternativo con la data di inizio lavori realizzazione ASSPC)

TIPOLOGIA DI CONNESSIONE

Indicare la tipologia di connessione dell'ASSPC alla rete (ai sensi dell'art. 9.1 dell' Allegato A alla Deliberazione 578/13/R/EEL):

- (C1)** Connessione dell'ASSPC tramite un punto di connessione alla rete elettrica pubblica
- (C2)** Connessione dell'ASSPC tramite un punto di connessione principale ed uno o più punti di connessione di emergenza
- (C3)** Connessione dell'ASSPC tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere sempre fra loro separati circuitalmente
- (C4)** Connessione dell'ASSPC tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere interconnessi circuitalmente fra loro



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTEPRODUTTORI
E CLIENTI
FINALIDATI
GENERALIIMPIANTI di
PRODUZIONEUNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

Struttura Impianti

Elenco Impianti

Aggiungi Impianto

Codice CENSIMP Codice Richiesta TERNA

Ricerca impianto tramite duplice chiave:
Codice Censimp e Codice Richiesta Terna.

La presentazione della richiesta di qualifica SEU o SESEU presuppone la corretta registrazione su Gaudì degli impianti di produzione e dei relativi produttori facenti parte dell'ASSPC

AGGIUNGI
IMPIANTO

Nel caso in cui si riscontrassero delle inesattezze nei dati associati all'impianto, accedere al sistema GAUDI di TERNA e correggerli, rimuovere l'impianto dall'elenco e ricaricarlo nuovamente

NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

NUOVA RICHIESTA GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: SEU000000410
 Stato: DA INVIARE

Soggetto Referente Produttori e Utilizzatori Finali

Struttura Impianti

Elenco Impianti

Dati Impianto

Nome Impianto	<input type="text"/>	Codice SAPR	<input type="text"/>
Tipologia Impianto	SOLARE	Data Attivazione Connessione	25/06/2012
Regione	PUGLIA	Provincia	BRINDISI
Comune	BRINDISI	Località	Brindisi
Indirizzo	<input type="text"/>	CAP	72100
Potenza attiva complessiva (KW)	21.88		

Codice UP	Tipologia della UP	Data attivazione connessione	Codice POD	Gestore di Rete
	SOLARE	25/06/2012		Enel Distribuzione S.p.A.

Salva Conferma

Cerca Impianto ↗

i E' necessario completare i dati di impianti e unità di produzione elencati nella Struttura Impianti a lato: selezionando ogni impianto e UP compare il dettaglio dei campi ricevuti dal sistema GAUDI di Terna e dei campi bianchi da compilare.

I campi contrassegnati con * sono obbligatori

! Nel caso in cui si riscontrassero delle inesattezze nei dati associati all'impianto, accedere al sistema GAUDI di TERNA e correggerli, rimuovere l'impianto dall'elenco e ricaricarlo nuovamente



Nel caso in cui si riscontrassero delle inesattezze nei dati associati all'impianto, accedere al sistema GAUDI di TERNA e correggerli, rimuovere l'impianto dall'elenco e ricaricarlo nuovamente

Dati importati da Gaudi

NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001**
Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

DATI
GENERALI

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

IMPIANTI di
PRODUZIONE

QUANTITÀ di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

Dettaglio Impianto

Nome Impianto	<input type="text"/>	Codice SAPR	<input type="text"/>
Tipologia Impianto	SOLARE	Data Attivazione Connessione	25/06/2012
Regione	PUGLIA	Provincia	BRINDISI
Comune	BRINDISI	Località	Brindisi
Indirizzo	<input type="text"/>	CAP	72100
Potenza attiva complessiva (kW)	21,88		
Sezione Catastale	<input type="text"/>	Foglio *	<input type="text"/>
Particella *	<input type="text"/>	Subalterno *	<input type="text"/>
Latitudine (WGS84 decimali) *	<input type="text"/>	Longitudine (WGS84 decimali) *	<input type="text"/>
Produttore *	<input type="text"/>		

L'impianto di produzione è ibrido equiparato ad impianto alimentato a fonte rinnovabile in accordo a quanto definito nelle Regole Applicative? *

Si No

Rimuovi Impianto 

Chiudi

Dati da inserire a cura del Soggetto Referente

In caso di passaggio delle inesattezze nei dati associati all'impianto, accedere al sistema GAUDI di TERNA e correggerli, rimuovere l'impianto dall'elenco e ricaricarlo



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**

Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

ELENCO UNITA' DI CONSUMO

Codice UC	Potenza Fornitura (kW)	Data Prima Attivazione	Gestore di Rete
UC00000906	20	Ante 2014	Enel Distribuzione S.p.A.



AGGIUNGI
UC



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**

Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

Gestione Unità di consumo

Codice UC	<input type="text" value="UC-00906"/>	Potenza disponibile in prelievo (kW) *	<input type="text" value="3,00"/>
Gestore di Rete *	<input type="text" value="Enel Distribuzione S.p.A."/> ▼		
La data di prima attivazione è antecedente al 01/01/2014?	<input checked="" type="radio"/> Si <input type="radio"/> No		
Indirizzo *	<input type="text" value="VIA ACAIA, 35"/>		
Regione *	<input type="text" value="LAZIO"/> ▼	Località	<input type="text" value="ROMA"/>
Provincia *	<input type="text" value="ROMA"/> ▼	C.A.P. *	<input type="text" value="00183"/>
Comune *	<input type="text" value="ROMA"/> ▼		
Cliente	<input type="text"/> ▼		

Sezione Catastale	Particella *	Foglio *	Subalterno *	Categoria Beni/Servizi *
-------------------	--------------	----------	--------------	--------------------------

▼

Aggiungi riferimento catastale +

Annulla

Ok

*I campi contrassegnati con * sono obbligatori*



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**

Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

ELENCO POD

Codice POD	Tipologia Connessione	Caratteristica	Gestore di rete	Livello Tensione (V)
IT001Exxxxxxxxx	Misto	Principale	Enel Distribuzione S.p.A	220



AGGIUNGI
POD



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

- SOGGETTO REFERENTE
- PRODUTTORI E CLIENTI FINALI
- DATI GENERALI
- IMPIANTI DI PRODUZIONE
- UNITA' di CONSUMO
- POD**
- CONVENZIONI
- CORRISPONDENZA
- DOCUMENTI

POD

Codice POD	Caratteristica	Tipologia Connessione	Gestore di Rete	Livello Tensione (V)
	Principale ▾	Misto ▾	Enel Distribuzione S.p ▾	220

Unità di Produzione

Disponibili	Associate al POD
	UPN_

→

→

→

←

Unità di Consumo

Disponibili	Associate al POD
	UC-00906

→

→

←

←

Annulla
Ok

i Per ciascun POD è necessario indicare codice POD, caratteristica, tipologia connessione, gestore di rete, livello tensione, ove non presenti (le informazioni di codice POD e gestore di rete sono presenti solo per dati importati da Gaudi) e successivamente associare UP e UC, ove selezionabili, trascinandole graficamente o tramite le frecce, dall'elenco delle Unità (disponibili) al relativo elenco delle Unità associate.



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
Stato: **Da Inviare**

Salva **Conferma**

- SOGGETTO REFERENTE
- PRODUTTORI E CLIENTI FINALI
- DATI GENERALI
- IMPIANTI DI PRODUZIONE
- UNITA' di CONSUMO
- POD
- CONVENZIONI**
- CORRISPONDENZA
- DOCUMENTI

ELENCO CONVENZIONI

Sono presenti impianti per i quali esiste una richiesta di incentivo o un regime commerciale, risolti o in essere con GSE?

Si No

Codice Convenzione	Tipologia Convenzione	Codice CENSIMP

Aggiungi Convenzione

Codice Convenzione

Tipologia Convenzione

Codice CENSIMP

AGGIUNGI CONVENZIONE

Annulla Ok

Dati importato dagli Impianti di produzione



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
Stato: **Da Inviare**

Salva **Conferma**

- SOGGETTO REFERENTE
- PRODUTTORI E CLIENTI FINALI
- DATI GENERALI
- IMPIANTI DI PRODUZIONE
- UNITA' di CONSUMO
- POD
- CONVENZIONI**
- CORRISPONDENZA
- DOCUMENTI

ELENCO CONVENZIONI

Sono presenti impianti per i quali esiste una richiesta di incentivo o un regime commerciale, risolti o in essere con GSE?

Si No

Codice **1001,01**

Aggiungi Convenzione

Codice Convenzione/Qualifica	Tipologia Convenzione	Codice CENSIMP
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Lista di valori delle convenzioni

- Conto Energia
- Certificati Verdi
- Tariffa Omnicomprensiva
- Scambio Altrove
- RID
- Scambio sul Posto (non attivo)
- Codice Unità Ricoge

AGGIUNGI CONVENZIONE

convenzioni relative al codice RICOGGE dell'unità di consumo e alla qualifica SEESEU-B/SSP-A/SSP-B agli impianti di produzione di energia elettrica



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

ELENCO CONVENZIONI

Sono presenti impianti per i quali esiste una richiesta di incentivo o un regime commerciale, risolti o in essere con GSE?

Si No

Codice Convenzione/Qualifica	Tipologia Convenzione	Codice CENSIMP
	Conto Energia	IM_
RID	RID	IM_

Aggiungi Convenzione



Devono essere inserite anche le convenzioni relative al codice RICOGE dell'unità CAR.
 GSE assegna automaticamente la qualifica SESEU-B/SSP-A/SSP-B agli impianti con convenzione attiva SSP già in esercizio



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

- SOGGETTO REFERENTE
- PRODUTTORI CLIENTI FINALI
- DATI GENERALI
- IMPIANTI DI PRODUZIONE
- UNITA' di CONSUMO
- POD
- CONVENZIONI
- CORRISPONDENZA
- DOCUMENTI

CORRISPONDENZA E MODALITA' DI COMUNICAZIONE

Nome e Cognome / Ragione Sociale	<input type="text" value="MARIO ROSSI"/>		
Telefono	<input type="text" value="06/778954"/>	Cellulare	<input type="text" value="347/1234567"/>
Fax	<input type="text" value="06/778953"/>	E-mail	<input type="text" value="MARIO.ROSSI@GMAIL.COM"/>
Nazione	<input type="text" value="ITALIA"/>	Città Estera	<input type="text"/>
Regione	<input type="text" value="LAZIO"/>	Provincia	<input type="text" value="ROMA"/>
Comune	<input type="text" value="ROMA"/>	Indirizzo	<input type="text" value="VIA ACAIA"/>
Civico	<input type="text" value="35"/>	CAP	<input type="text" value="00183"/>
Modalità di Comunicazione	<input type="radio"/> PEC <input checked="" type="radio"/> A/R		
		Indirizzo PEC	<input type="text"/>



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**

Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

DOCUMENTAZIONE ALLEGATA ALLA RICHIESTA



Elenco Documentazione da Allegare

Relazione descrittiva del Sistema ASSPC			Visualizza	Elimina
Copia bolletta energia elettrica relativa al/i POD dell'ASSPC		Allega		
Documentazione comprovante la piena disponibilità dell'area del cliente finale su cui è realizzato il sistema		Allega		
Schema elettrico unifilare completo del Sistema ASSPC		Allega		
Copia regolamento Esercizio del Sistema ASSPC o altra documentazione di Esercizio o Collaudo		Allega		
Copia licenza/e officina elettrica Produttore			Visualizza	Elimina
Altra documentazione			Visualizza	Elimina

Conferma

Prima di procedere con la CONFERMA utilizzando i tasti di ANTEPRIMA è possibile visualizzare in bozza i dati della configurazione di Sistema inserita sul Portale. Se si rilevano inesattezze , premendo INDIETRO, è possibile tornare ad effettuare ulteriori modifiche.



RICHIESTA DI QUALIFICA

ANTEPRIMA

ALLEGATO TECNICO

ANTEPRIMA

Premendo CONFERMA CONFIGURAZIONE sarà possibile procedere all'inserimento di una nuova configurazione, alla gestione delle configurazioni già confermate in precedenza o alla conferma definitiva, preliminarmente all'INVIO della richiesta di Qualifica al GSE.

INDIETRO

CONFERMA
CONFIGURAZIONE

Civico

CAP

Modalità di Comunicazione PEC A/R

Indirizzo PEC



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
Stato: **Da Inviare**

[Salva](#) [Conferma](#)



Qualifica: **SEU000000433** Stato: **DA INVIARE**

Documenti Configurazione 01/01/2014

[+] Richiesta di qualifica dell'ASSPC	Visualizza Preview
[+] Allegato tecnico	Visualizza Preview

Dichiaro, in qualità di **Soggetto Referente** di aver letto i dati contenuti nella richiesta di Qualifica e nell'Allegato Tecnico e, consapevole della loro rilevanza ai fini dell'ottenimento della Qualifica SEU/SESEU e delle sanzioni previste dal D.P.R. 445/2000 e dall'art. 23 del D. lgs.28/2011 in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri, ne confermo la correttezza.

[Indietro](#)

[CONGELA DATI](#)

Si segnala che premendo il tasto CONGELA DATI i dati inseriti precedentemente non saranno più modificabili.



Modalità inserimento richiesta fase transitorio



Format richiesta di qualifica

Format allegato tecnico



**A1_ASSPC Richiesta di qualifica
Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e Sistemi
Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)**

Identificativo GSE:

Dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà

(ai sensi del D.P.R. n. 445/2000)

La presente comunicazione corredata dalla copia del documento d'identità del sottoscrittore, in corso di validità, dovrà essere inviata al Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. servendosi dell'applicazione informatica, secondo le indicazioni riportate nelle "Regole Applicative per la presentazione della richiesta ed il conseguimento della qualifica di SEU e SESEU nel caso di sistemi entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014" pubblicate sul sito internet del GSE.

In riferimento alla richiesta di cui all'oggetto:

Lo studio professionale _____ con sede in _____, comune di _____, CAP _____, codice fiscale _____
P. IVA _____, rappresentata da _____, nato/a a SAN GIORGIO DEL SANNIO (BN),
il 09/05/1971, in qualità di Produttore e Cliente Finale,

RICHIESTE

la qualifica di Sistema Efficiente di Utenza, di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera ii), dell'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel, per il sistema di potenza complessiva pari a 21.88 kW, entrato in esercizio in data 01/12/2014 nel rispetto di quanto previsto dalle Deliberazioni 578/2013/R/EEL e s.m.i., come risultante dalla documentazione allegata,

a tal fine DICHIARA

ai sensi degli artt. 46 e 47 del D.P.R. 28 dicembre 2000 n. 445, consapevole delle sanzioni ivi previste in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri, di rispettare le condizioni e di ottemperare agli obblighi previsti dalla Deliberazione 578/2013/R/EEL e s.m.i. e da quanto predisposto dall'Allegato A a tale Deliberazione e s.m.i., pena la non ammissibilità a benefici previsti:

- che l'ASSPC non rientra tra i consorzi storici dotati di rete propria e tra le cooperative storiche dotate di rete propria;
- che l'ASSPC rientra nelle casistiche di cui all'art 26 comma 26.2 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel e s.m.i. e pertanto si richiede la qualifica di Sistema Efficiente di Utenza, di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera ii), dell'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel, per le unità di produzione e consumo facenti parte dell'ASSPC, prevedendo che gli altri utenti siano gestiti come utenti della rete pubblica;
- che l'ASSPC per il quale si richiede la qualifica di SEU è realizzato all'interno di un'area senza soluzioni di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- che l/gli impianto/i di produzione che costituiscono l'ASSPC sono tutti alimentati da fonti rinnovabili secondo quanto



**Allegato tecnico - Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e
Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)**

IDENTIFICATIVO GSE:

Dati dichiarati ai sensi degli artt. 46 e 47 del DPR 445/2000

Caratteristiche degli impianti di produzione all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Nome impianto	Potenza impianto (KW)	Tipologia impianto	Data di Attivazione della connessione	CAR	Produttore
		21.88	SOLARE	25/06/2012	No	

Ubicazione degli impianti di produzione all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Regione	Prov.	Comune	Indirizzo, CAP	Località	Sez.	Foglio	Part.	Sub.
	FUGLIA	BR	BRINDISI		Brindisi	3	33	222	1

Caratteristiche delle unità di produzione (UP) degli impianti all'interno del sistema:

Codice CENSIMP	Codice UP	Numero Sezioni	Entrata in esercizio UP
		3	25/06/2012

Caratteristiche delle unità di consumo (UC) dell'ASSPC:

Numero UC	Potenza disponibili in prelievo (KW)	Data di prima attivazione dell'unità di consumo	Cliente
UC-00822	12	ante 01/01/2014	

Ubicazione delle Unità di Consumo facenti parte dell'ASSPC:

Numero UC	Comune (Prov)	Indirizzo, CAP	Categoria Bene/Servizio	Sez.	Foglio	Part.	Sub.
UC-00822	ALTINO (CH)	333333333 - 45486	Uso abitativo	45	55	5	5



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Prerequisiti

Selezione Tipo
Sistema

Compilazione
richiesta

Conferma dati

Invio richiesta

RICEVUTA DI INVIO

La richiesta di Qualifica **SEU00000001** è stata correttamente inviata.



La informiamo che, in relazione alla Sua richiesta di qualifica SEU/SESEU, è stato generato il Codice Sistema ASSPC:

SSPC_E00001B

**Codice Sistema ASSPC
(GSE provvede a inviarlo a Terna)**

La ricevuta dell'avvenuto invio è scaricabile utilizzando il pulsante scarica.

Scarica

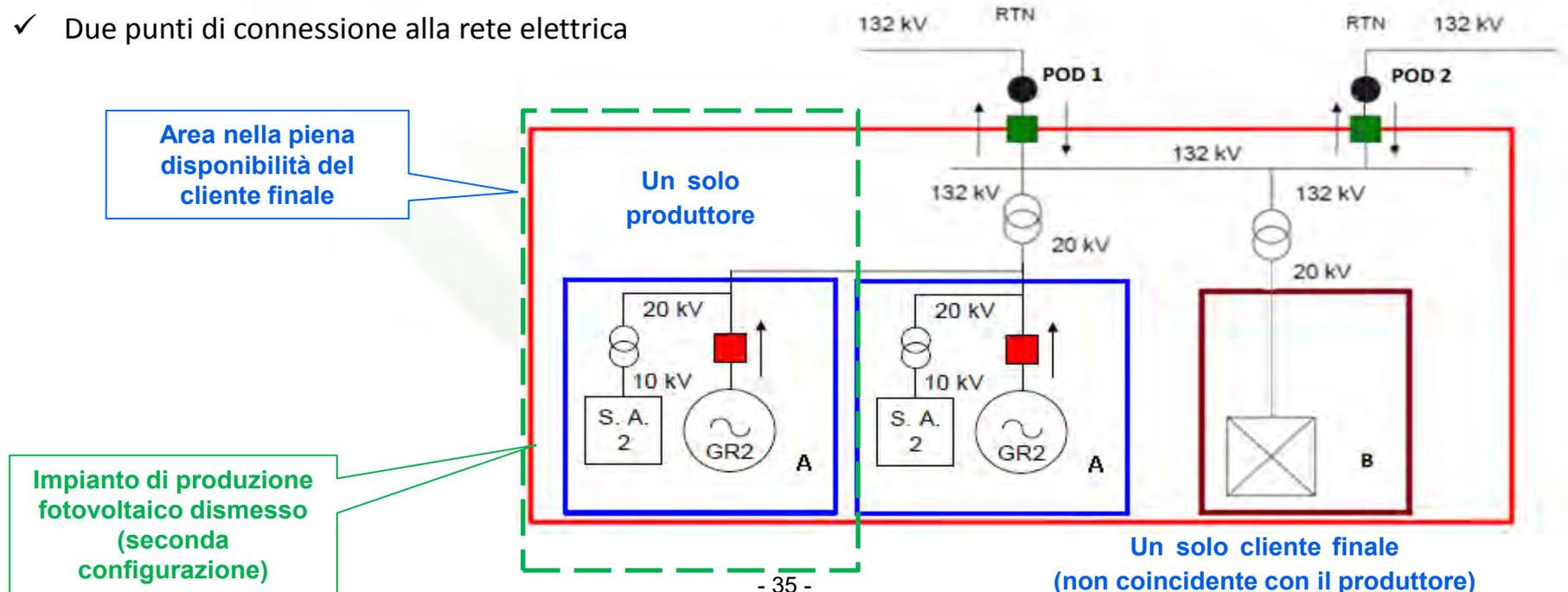


TORNA HOME PAGE

Inserimento richiesta modalità transitoria – 2° caso esempio

Simulazione inserimento richiesta di qualifica - 2° caso

- ✓ Tipologia Sistema: SEESEU-B
- ✓ Sistema multiconfigurato (nella seconda configurazione viene dismesso l'impianto di produzione a fonte solare)
- ✓ Produttore non coincidente con il cliente finale
- ✓ Due impianti di produzione: Un impianto termoelettrico (cogenerativo ad alto rendimento) e un impianto fotovoltaico
- ✓ Un'unica unità di consumo destinata a prodotti farmaceutici e veterinari
- ✓ Due punti di connessione alla rete elettrica





NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
CLIENTI FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI DI
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

SOGGETTO

Nominativo / Ragione Sociale Codice Fiscale Partita IVA

SEDE LEGALE

Nazione
 Provincia Regione Comune
 Indirizzo Numero Civico CAP

RESIDENZA

Nazione
 Provincia Regione
 Indirizzo Numero Civico CAP

**Identificazione profilo Soggetto referente
coincidente con produttore**

PROFILO DEL SOGGETTO

Produttore Cliente Finale Produttore e Cliente Finale Soggetto Terzo diverso da produttore/i e cliente/i finale/i

IDENTIFICAZIONE DEL FIRMATARIO

Cognome e Nome
 Codice Fiscale Data di Nascita Nazione di Nascita
 Regione di nascita Provincia di Nascita Comune di Nascita



Nel caso in cui si riscontrassero inesattezze sui dati è necessario accedere al sito https://applicazioni.gse.it/GWA_UI/ per aggiornarli



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE



Qualifica: Identificativo configurazione: 001

Stato: **DA INVIARE**

Salva **Conferma**

- Soggetto Referente
- Produttori e Clienti Finali**
- Dati Generali
- Impianti di Produzione
- Unità di Consumo
- POD
- Convenzioni
- Corrispondenza
- Documenti

Modifica Soggetto

SOGGETTO ?

Nominativo / Ragione Sociale
 Codice fiscale

**Inserimento profilo:
 Cliente finale**

Provincia (ESTERO) Regione (ESTERO)
 Comune (ESTERO)
 Indirizzo FINKENSTRASSE Numero Civico 16 C.A.P. 00000

PROFILO DEL SOGGETTO ?

Produttore **Cliente Finale** Produttore e Cliente Finale

IDENTIFICAZIONE DEL FIRMATARIO ?

Nominativo
 Codice fiscale Data di Nascita 01/11/1947 Nazione di Nascita Italia
 Regione di Nascita LOMBARDIA Provincia di Nascita VARESE Comune di Nascita CARONNO PERTUSELLA

Ok

! Inserire i produttori e i clienti finali dell'ASSPC nella configurazione oggetto della richiesta. Si ricorda che gli stessi devono essere registrati preventivamente su GWA. Attenzione, nel caso in cui il Soggetto Referente sia un produttore e/o cliente finale non è necessario dichiararlo nuovamente in tale sezione.



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
Stato: **Da Inviare**

Salva

Conferma

SOGGETTO
REFERENTE

PRODUTTORI
E CLIENTI
FINALI

DATI
GENERALI

IMPIANTI di
PRODUZIONE

UNITA' di
CONSUMO

POD

CONVENZIONI

CORRISPOND
ENZA

DOCUMENTI

Struttura Impianti

Elenco Impianti

Aggiungi Impianto

Codice CENSIMP

Codice Richiesta TERNA

**Ricerca impianto tramite Codice Censimp e
Codice Richiesta Terna**

AGGIUNGI
IMPIANTO



Nel caso in cui si riscontrassero delle inesattezze nei dati associati all'impianto, accedere al sistema GAUDI di TERNA e correggerli, rimuovere l'impianto dall'elenco e ricaricarlo nuovamente



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **001**
 Stato: **Da Inviare**

Salva **Conferma**

- SOGGETTO REFERENTE
- PRODUTTORI E CLIENTI FINALI
- DATI GENERALI
- IMPIANTI di PRODUZIONE**
- UNITA' di CONSUMO
- POD
- CONVENZIONI
- CORRISPONDENZA
- DOCUMENTI

Struttura Impianti

▼ Elenco Impianti

Dettaglio Impianto

Nome Impianto	<input type="text"/>	Codice SAPR	<input type="text"/>
Tipologia Impianto	<input type="text" value="TERMoeLETRICO"/>	Data Attivazione Connessione	<input type="text" value="01/08/2009"/>
Regione	<input type="text" value="LOMBARDIA"/>	Provincia	<input type="text"/>
Comune	<input type="text"/>	Località	<input type="text"/>
Indirizzo	<input type="text"/>	CAP	<input type="text"/>
Potenza attiva complessiva (kW)	<input type="text" value="100,00"/>	Potenza originaria (kW)*	<input type="text" value="100,00"/>
Sezione Catastale	<input type="text"/>	Foglio *	<input type="text" value="0"/>
Particella *	<input type="text" value="0"/>	Subalterno *	<input type="text" value="0"/>
Latitudine (WGS84 decimali) *	<input type="text"/>	Longitudine (WGS84 decimali) *	<input type="text"/>
Produttore *	<input type="text"/>		

L'impianto di produzione è ibrido equiparato ad impianto alimentato a fonte rinnovabile in accordo a quanto definito nelle Regole Applicative? * Si No

L'impianto, si configura come un impianto in assetto cogenerativo ad alto rendimento ai sensi dell'art. 1 lett. W) dell'allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/EEL e s.m.i.? * Si No

Energia lorda annuale dell'impianto CAR (MWh): *

Dati caratteristici per impianti CAR

*(i campi contrassegnati con * sono obbligatori)*



Nel caso in cui si riscontrassero delle inesattezze nei dati associati all'impianto, accedere al sistema GAUDI di TERNA e correggerli, rimuovere l'impianto dall'elenco e ricaricarlo nuovamente



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Selezione Configurazione

ID Configurazione	Data di validità	Tipo Qualifica richiesta	Classe Modifica	Azioni
SSPC_CFG0	01/01/2014	SESEEU B		Visualizza dati Sblocca modifica

**Aggiunta seconda configurazione per
dismissione impianto fotovoltaico**

**AGGIUNGI
CONFIGURAZIONE**

**VAI A
CONFERMA RICHIESTA**



Modifiche alla configurazione dell'ASSPC

I soggetti referenti sono dovuti a comunicare al GSE tutte le modifiche avvenute prima dell'invio della domanda di qualifica dal 1 gennaio 2014 ovvero dalla data di entrata in esercizio dell'ASSPC.

Anche le modifiche effettuate una volta ottenuta la qualifica ASSPC dovranno essere tempestivamente comunicate.

Il **cambio di configurazione d'assetto** può essere dovuto a:

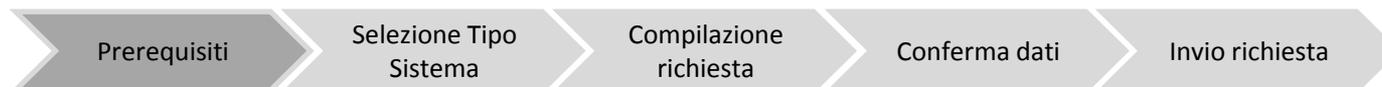
- a) realizzazioni di potenziamenti e rifacimenti;
- b) installazioni o rimozioni di una o più UC;
- c) modifiche al punto di connessione;
- d) cambi di titolarità di uno o più impianti di produzione;
- e) cambi di titolarità del punto di connessione;
- f) modifiche del collegamento privato;
- g) modifiche della proprietà/disponibilità dell'area su cui è realizzato il Sistema;
- h) modifiche del combustibile autorizzato per l'alimentazione di un impianto dell'ASSPC;
- i) modifiche della proprietà/disponibilità dell'area su cui sono realizzate le UC;
- j) variazioni delle finalità produttiva di una delle unità immobiliari che compongono un'UC (nel solo caso l'UC sia costituita da più unità immobiliari);
- k) riattivazioni, integrali ricostruzioni, installazione di nuovi impianti di produzione o dismissione di impianti di produzione facenti parte dell'ASSPC;
- l) altro.

Modifiche alla configurazione dell'ASSPC

	Classe di modifica all'assetto dell'ASSPC	TAB Modificabili							
		Produttori/ clienti	Dati generali	Impianti /Sistema ASSPC	POD	UC	Convenzioni	Corrispondenza	Documentazione
a)	realizzazione di potenziamenti e rifacimenti;	x	X	X	x		x		x
b)	installazione o rimozione di una o più UC;	X	X	x	x	x			x
c)	modifiche al/ai punto/i di connessione;		X		x	x			x
d)	cambio di titolarità di uno o più impianti di produzione;	x		X				x	x
e)	cambio di titolarità del punto di connessione;	x			x	x		x	x
f)	modifiche del collegamento privato;								x
g)	modifica della proprietà/disponibilità dell'area su cui è realizzato il sistema;								x
h)	modifica del combustibile autorizzato per l'alimentazione di un impianto dell'ASSPC (da comunicare nel solo caso di SEU/SESEU-B);			X					x
i)	modifica della proprietà/disponibilità dell'area su cui sono realizzate le UC;				x	x			x
j)	variazione delle finalità produttiva di una delle unità immobiliari che compongono un'UC (nel solo caso l'UC sia costituita da più unità immobiliari)				x	x			x
k)	riattivazioni, integrali ricostruzioni o installazione di nuovi impianti di produzione o dismissione di impianti di produzione facenti parte dell'ASSPC	X	X	X	x	x	x		x
l)	Altro								x



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE



Qualifica: **SEU00000001** Stato: **da Inviare**

NUOVA CONFIGURAZIONE SISTEMA ASSPC



Selezionare le classi di modifica previste dalla nuova configurazione che si sta inserendo:

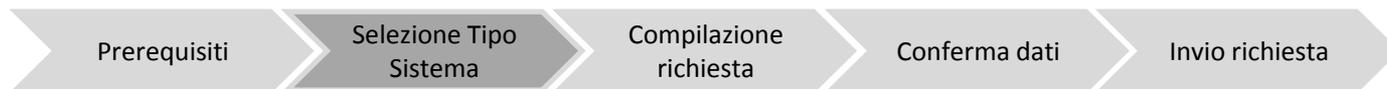
- a) realizzazione di potenziamenti e rifacimenti
- b) installazione o rimozione di una o più UC
- c) modifiche al/ai punto/i di connessione
- d) cambio di titolarità di uno o più impianti di produzione
- e) cambio di titolarità del punto di connessione
- f) modifiche del collegamento privato
- g) modifica della proprietà/disponibilità dell'area su cui è realizzato il sistema
- h) modifica del combustibile autorizzato per l'alimentazione di un impianto dell'ASSPC (solo caso di SEU/SESEU-B)
- i) modifica della proprietà/disponibilità dell'area su cui sono realizzate le UC
- j) variazione delle finalità produttiva di una delle unità immobiliari che compongono un'UC (solo UC con più unità immobiliari)
- k) riattivazioni, integrali ricostruzioni o installazione di nuovi impianti di produzione o dismissione di impianti di produzione facenti parte dell'ASSPC
- l) altro

E' possibile selezionare più classi di modifica

CONTINUA



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE



Qualifica: **SEU00000001** Stato: **da Inviare**

NUOVA CONFIGURAZIONE SISTEMA ASSPC



Indicare la data di inizio validità della configurazione:

01/03/2014



La modifica effettuata, permette al sistema di essere classificato con una categoria di qualifica diversa da quella richiesta nella configurazione precedente?

Sì

No

SESEU-A



In caso di risposta sì viene presentata la lista da cui scegliere la nuova tipologia valida per la configurazione.

← INDIETRO

CONTINUA →



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Identificativo configurazione: **002**
 Stato: **Da Inviare**

CARATTERISTICHE DEL SISTEMA

Dati Preliminari

Tipologia Sistema ASSPC:

Data di inizio validità configurazione:

Classe/i di modifica:

Le unità di produzione sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario?

Le unità di consumo sono gestite dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario?

Sono previsti gli adeguamenti di cui all'art. 26 comma 1 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/13 per qualificare il sistema come SESEU-B a partire dal 31 dicembre 2015?

Gli impianti che caratterizzano il sistema sono realizzati all'interno di un'area senza soluzioni di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale?

Agli impianti di produzione e consumo che caratterizzano il sistema sono connessi altri impianti di produzione o consumo di terzi ai sensi dell'art. 26 comma 2 dell'Allegato A alla Deliberazione 578/13/R/EEL e s.m.i.?z

Potenza complessiva del sistema ASSPC (kW)

Data di inizio lavori per la realizzazione del sistema ASSPC



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

INVIO DELLA RICHIESTA

Documenti configurazione 01-02-2015

Richiesta di Qualifica dell'ASSPC	Anteprima			
Allegato Tecnico	Anteprima			
Nomina del Soggetto Referente	Anteprima			

Documenti configurazione 01-03-2015

Richiesta di Qualifica dell'ASSPC	Anteprima			
Allegato Tecnico	Anteprima			
Nomina del Soggetto Referente	Anteprima			



Dichiaro , in qualità di Soggetto Referente di aver letto i dati contenuti nella richiesta di Qualifica e nell'Allegato Tecnico e, consapevole della loro rilevanza ai fini dell'ottenimento della Qualifica SEU/SESEU e delle sanzioni previste dal D.P.R. 445/2000 e dall'art. 23 del D. lgs.28/2011 in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri, ne confermo la correttezza.

INDIETRO

CONGELA
RICHIESTA





NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

Qualifica: **SEU00000001** Stato: **da Invviare**

Selezione Configurazione

ID Configurazione	Data di validità	Tipo Qualifica richiesta	Classe Modifica	Azioni		
001	01/01/2014	SESEU-B		Visualizza dati	Sblocca modifica	
002	01/02/2015	SESEU-B	k)	Visualizza dati	Sblocca modifica	Cancela

[AGGIUNGI CONFIGURAZIONE](#)[VAI A CONFERMA RICHIESTA](#)



NUOVA RICHIESTA | GESTIONE RICHIESTE

INVIO DELLA RICHIESTA

Qualifica: **SEU000000435** Stato: **Inviata**

La richiesta di Qualifica è stata correttamente inviata



Il codice ASSPC assegnato al sistema è il seguente:

SSPC_E000093B

Il documento di invio è scaricabile utilizzando il pulsante scarica.

[Scarica](#)



[Visualizza lista configurazioni](#)

E' possibile scaricare la ricevuta di avvenuto invio della richiesta di incentivo

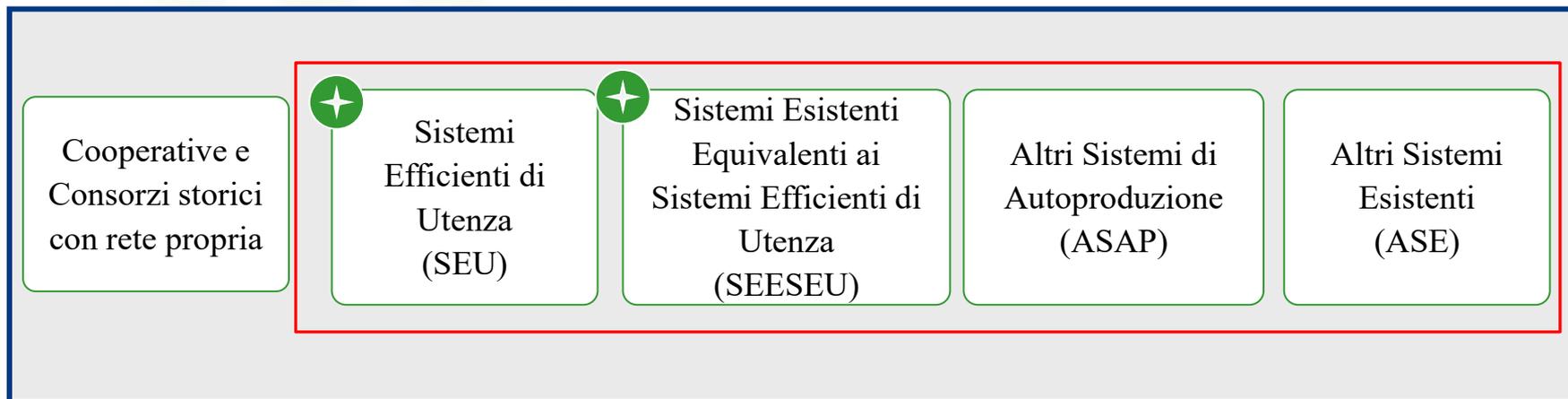


Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

**Regole applicative del GSE per la presentazione della richiesta e il
conseguimento della qualifica SEU/SEESEU**

Milano, 11 giugno 2015

Sistemi connessi (direttamente o indirettamente) alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica dalle unità di produzione alle unità di consumo interne non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione ma come attività di auto approvvigionamento energetico.



 SSPC  ASSPC  Oggetto di qualifica da parte del GSE

ASSPC oggetto di qualifica

Categoria	Potenza Massima	Obbligo FER o CAR	Vincoli data	Vincoli di natura giuridica	Vincoli di area
SEU	20 MW	Si	Nessuno	<p>1 Cliente finale</p> <p>1 Produttore (anche diverso dal cliente finale)</p> <p>1 Unità di Consumo</p>	Area senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale
SESEU-A	Nessun limite	No	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008. Autorizzazioni ottenute entro il 31 dicembre 2013	<p>Unico soggetto giuridico (Produttore = Cliente finale)</p> <p>L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1° gennaio 2014, ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del Sistema</p>	Nessuno
SESEU-B	20 MW	Si	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008. Autorizzazioni ottenute entro il 31 dicembre 2013	<p>1 Cliente finale</p> <p>1 Produttore (anche diverso dal cliente finale)</p> <p>1 Unità di Consumo</p>	Area senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale
SESEU-C (valida fino al 31 dicembre 2015)	Nessun limite	No	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008. Autorizzazioni ottenute entro il 31 dicembre 2013 Entrata in esercizio entro il 31 dicembre 2013	Al 1° gennaio 2014 le Unità di Consumo devono essere gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi, purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario	Nessuno

La qualifica di SESEU-C è una qualifica valida fino al 31 dicembre 2015.

Tali sistemi, nella loro interezza, possano essere successivamente ricompresi tra i SESEU-B, continuando quindi ad usufruire dei benefici previsti per i SEU, anche dopo il 31 dicembre 2015, qualora siano rispettati entrambe le seguenti condizioni:

- **entro il 31 luglio 2015** tutti gli impianti di produzione presenti all'interno del Sistema devono essere gestiti da un unico produttore e tutte le Unità di Consumo devono essere gestite da un unico cliente finale, non necessariamente coincidente con il produttore;
- **entro il 31 luglio 2015** i predetti impianti di produzione devono essere alimentati da fonti rinnovabili o essere cogenerativi ad alto rendimento sulla base della valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento.

Il GSE ha definito:

- **«Le Regole Applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU per i Sistemi entrati in esercizio entro il 31/12/2014»** (periodo transitorio), approvate dalla Direzione Mercati dell’Autorità e pubblicate, sul sito istituzionale del GSE, in data 3 marzo 2015;
- **«Le Regole Applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU per i Sistemi entrati in esercizio successivamente al 31/12/2014»** (periodo a regime), approvate con deliberazione 242/2015/R/eel del 21 maggio 2015.

Le Regole descrivono le modalità di richiesta, il procedimento di valutazione e la comunicazione degli esiti della qualifica SEU o SEESEU (A-B-C).

ASSPC che non devono inviare la richiesta di qualifica

Il GSE qualifica in automatico:

- **ASSPC già in esercizio al 1° gennaio 2014** e che alla stessa data usufruivano del servizio di **Scambio sul Posto**;
- **ASSPC che hanno attivato il servizio di Scambio sul Posto nel corso del 2014** e in relazione al periodo di vigenza della convenzione.

Tali Sistemi sono qualificati **per l'anno 2014 come SEESEU – B; a decorrere dall'anno 2015 come:**

- **SSP - A** nel caso in cui il Sistema è caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- **SSP - B** negli altri casi non rientranti nella categoria di SSP-A.

Il GSE comunicherà ai Soggetti interessati l'effettiva qualifica automatica riconosciuta

ASSPC che devono inviare la richiesta di qualifica al GSE



Nel caso di un ASSPC che non usufruisce del servizio di Scambio sul Posto, **la richiesta di qualifica deve essere inviata al GSE**

- per i Sistemi entrati in esercizio entro il 31/12/2014:

- **entro il 30 settembre 2015;**
- **entro 60 giorni solari dalla data recesso della convenzione in Scambio sul Posto** ovvero entro il 30 settembre 2015 nei casi in cui la data di recesso sia antecedente alla data di apertura del portale.

- per i Sistemi entrati in esercizio successivamente al 31/12/2014:

- **entro 90 giorni dalla data di operatività del portale informatico** nei casi in cui l'ASSPC, a seguito della sua entrata in esercizio o di modifiche successive, si è configurato per la prima volta come SEU/SEESEU prima della data di apertura del Portale informatico;
- **entro 60 giorni solari dalla data in cui l'ASSPC si è configurato per la prima volta come SEU/SEESEU** successivamente alla data di apertura del Portale informatico;
- **entro 60 giorni solari dalla data di recesso della convenzione in Scambio sul Posto** ovvero entro 90 giorni solari dalla data di operatività del Portale informatico del GSE nei casi in cui la data di recesso sia antecedente alla data di apertura del Portale.

Il mancato rispetto dei termini di presentazione della richiesta comporta il riconoscimento dei benefici tariffari a partire dal primo giorno del mese successivo alla data di invio della richiesta al GSE.

- Richiesta di qualifica presentata sotto forma di dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, redatta ai sensi degli artt. 46 e 47 del DPR 445/2000
- Eventuale Nomina del Soggetto Referente;
- Copia di un documento di riconoscimento in corso di validità dei sottoscrittori
- Allegato Tecnico (dati relativi alle UP, UC e POD)
- Relazione Tecnica descrittiva del Sistema per cui si richiede la qualifica
- Schema elettrico unifilare completo del Sistema per cui si richiede la qualifica
- Documentazione che comprovi la piena disponibilità dell'area del cliente finale su cui è realizzato il Sistema (*solo per i SEU e SEESEU-B*)
- Copia di una recente bolletta dell'energia elettrica relativa alla configurazione per la quale si richiede la qualifica
- Copia del Regolamento di Esercizio aggiornato
- Copia della licenza/e di officina elettrica per l'individuazione del produttore
- Verbali di installazione dei gruppi di misura dell'energia previsti dall'art. 23, comma 23.2, nei casi in cui siano presenti UC interne (*solo per i SEESEU*)
- Nel caso in cui vi siano eventuali UC e/o impianti di produzione non rientranti nell'ASSPC, ma ad esso collegati, una copia della convenzione di cui all'art. 26, comma 26.3, eventualmente sottoscritta

Corrispettivo (€/qualifica)		Qualifica	
		Semplice	Complesso
Fonte	Solare	250	500
	Altro	300	550

Per «qualifica semplice» si intende la qualifica di un sistema costituito da un unico impianto di produzione. La qualifica è ritenuta «complessa» nel caso di sistemi caratterizzati dalla presenza di più impianti di produzione.

Sono esclusi dal pagamento dei corrispettivi gli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW. Per i soli SEU e SEESEU con impianti di produzione di potenza fino a 20 kW si applica, in tutti i casi, un contributo pari a 50 €.

Ad ogni modifica apportata al sistema già qualificato come SEU/SEESEU (sia per le modifiche impiantistiche sia per quelle amministrativo-commerciali) sarà applicato un onere pari alla metà dei corrispettivi riportati in tabella, a seguito della comunicazione della modifica al GSE.

Il procedimento di qualifica dei SEU e SEESEU (A-B-C) si articola in:

- a) un **esame tecnico-amministrativo** delle informazioni e della documentazione inviata a corredo della richiesta, nel rispetto del quadro normativo in vigore nella fase dell'invio della domanda e di quanto previsto dal TISSPC;
- b) l'**individuazione** della pertinente **categoria da riconoscere e della data di decorrenza del beneficio**;
- c) la **comunicazione dell'esito della qualifica al Soggetto Referente**;
- d) la **comunicazione dell'esito della qualifica a Terna**.

Il GSE conclude l'istruttoria **entro 90 giorni dalla richiesta di qualifica, al netto dei tempi imputabili** ai clienti finali e ai produttori, o ad altri soggetti interpellati dal GSE, e alla sospensione dei termini del procedimento amministrativo, in caso, ad esempio, di richiesta di integrazioni.

Nel **caso di richieste di qualifica per i sistemi SEU o SEESEU-B in cui siano presenti impianti cogenerativi**, la qualifica è **subordinata al riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento (il GSE conclude l'istruttoria CAR e quella di qualifica SEU o SEESEU-B al massimo entro 120 giorni dalla data di richiesta, al netto di eventuali preavvisi di rigetto e della valutazione delle relative osservazioni)**.

Impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento

In caso di impianto di produzione di energia elettrica cogenerativi è necessario che:

- l'impianto di produzione sia **ricosciuto dal GSE come operante in assetto di cogenerazione ad alto rendimento, come definito dal TISSPC;**
- sia presentata al GSE **la richiesta di riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento, secondo quanto previsto dal D. Lgs. 20/07**, dal DM 4 agosto 2011 e dal DM 5 settembre 2011, secondo le modalità ivi previste.

Le richieste di riconoscimento CAR devono essere inviate per via telematica attraverso l'applicazione web dedicata «RICOGE», che consente di caricare tutti i dati e i documenti necessari all'invio dell'istanza.

L'impianto di produzione è definito di **Cogenerazione ad Alto Rendimento**, a fini del riconoscimento della qualifica «SEU/SESEU», se:

(i) almeno una delle unità costituenti l'impianto ottiene il riconoscimento CAR ai sensi del D.Lgs. 20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011;

(ii) è verificata la condizione: $E_{CHP\ tot} \geq 0.5 E_L$.

Qualifica SEU in presenza di impianti CAR (1/2)

Unità di produzione combinata di energia elettrica e calore entrate in esercizio entro il primo semestre 2014

- Richiesta di riconoscimento CAR entro il 31 marzo 2015, relativamente alla produzione dell'anno 2014 (richiesta a consuntivo), per via telematica attraverso l'applicazione web «RICOGE».
- Validità della qualifica: la qualifica rilasciata nell'anno 2015 (*sui dati a consuntivo del 2014*), è relativa agli anni **2014 - 2015**. Dal 2016, il rispetto dei requisiti CAR e della condizione $E_{CHP\ tot} \geq 0.5 E_L$, relativamente ai dati di esercizio dell'anno “*n-1*”, dà diritto ai benefici previsti dal TISSPC per l'anno “*n*”.

Unità di produzione combinata di energia elettrica e calore entrate in esercizio nel secondo semestre 2014

- Richiesta di valutazione preliminare se non è mai stata presentata richiesta CAR al GSE (tale richiesta deve essere inoltrata via PEC all'indirizzo info@pec.gse.it utilizzando l'apposita modulistica resa disponibile sul sito internet del GSE (nell'oggetto della PEC deve essere inserita la dicitura “Invio documentazione CAR”).
- Validità della qualifica : la validità della **qualifica provvisoria** rilasciata nell'anno 2015 è relativa agli anni **2014 - 2015**. Se nel 2016, con riferimento ai dati di esercizio dell'anno 2015, non venga rispettato il requisito CAR, e/o la condizione $E_{CHP\ tot} \geq 0.5 E_L$, vengono meno i benefici previsti dal TISSPC per gli anni **2014-2015-2016**. Dal 2017, il rispetto dei requisiti CAR e della condizione $E_{CHP\ tot} \geq 0.5 E_L$, relativamente ai dati di esercizio dell'anno “*n-1*”, dà diritto ai benefici previsti dal TISSPC per l'anno “*n*”.

Qualifica SEU in presenza di impianti CAR (2/2)

Unità di produzione combinata di energia elettrica e calore entrate in esercizio nel primo semestre di ciascun anno “n” successivo al 2014

- Richiesta di valutazione preliminare CAR
- Validità della qualifica: la qualifica provvisoria rilasciata nell’anno “n” è relativa solo all’anno “n”.
Nell’anno “n+1”, l’esito del riconoscimento CAR, sui dati a consuntivo per l’anno “n”, determina i seguenti effetti:
 - se positivo, si mantiene la qualifica provvisoria SEU e si ottiene la qualifica SEU per l’anno “n+1”;
 - se negativo, vengono meno i benefici previsti dal TISSPC per gli anni “n” e “n+1”.

Unità di produzione combinata di energia elettrica e calore entrate in esercizio nel secondo semestre di ciascun anno “n” successivo al 2014

- Richiesta di valutazione preliminare CAR
- Validità della qualifica: la qualifica provvisoria per l’anno “n”, è valida per l’anno “n” e per l’anno “n+1”. Per l’anno “n+2”, il GSE verifica i dati a consuntivo dell’anno “n+1”.
L’esito del riconoscimento CAR sui dati a consuntivo per l’anno “n+1” determina i seguenti effetti:
 - se positivo, si mantiene la qualifica provvisoria SEU per gli anni “n” e “n+1” e si ottiene la qualifica SEU per l’anno “n+2”;
 - se negativo, vengono meno i benefici per gli anni “n”, “n+1” e “n+2”.

Qualifica SEU e SEEU in presenza di impianti ibridi

E' possibile richiedere la qualifica SEU o SEEU nel caso in cui nel Sistema siano presenti **impianti ibridi** (ovvero impianti che producono energia elettrica anche mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili), **la cui quota di energia elettrica prodotta ascrivibile alle fonti di energia diverse da quella rinnovabile**, ai sensi delle normative vigenti alla data di entrata in esercizio dell'impianto, sia **inferiore** al

- **15% nel caso di impianti solari termodinamici ibridi,**
- **5% negli altri casi.**

→ L'energia elettrica prodotta dall'impianto è complessivamente considerata come energia elettrica rinnovabile.

Nel caso in cui nel Sistema siano presenti impianti ibridi entrati in esercizio nell'anno "n":

- **per l'anno "n"**, il GSE farà riferimento, in via preliminare, ai **dati di progetto** dell'impianto comunicati dal Soggetto Referente in fase di richiesta di qualifica;
- per gli **anni successivi all'anno "n"**, deve essere presentata al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, la documentazione atta a dimostrare, relativamente alla produzione dell'anno precedente (**dati a consuntivo**), che l'impianto è equiparabile a un impianto alimentato dalle sole fonti rinnovabili, ai sensi della normativa vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto.

In esito alla verifica relativa all'anno "n", il GSE procede, nell'anno "n+1", ad aggiornare la suddetta qualifica. Nel caso di esito negativo di tale verifica, viene meno, in relazione all'anno "n", il diritto al riconoscimento dei benefici tariffari previsti dalla normativa.

Censimento UC/impianti «virtuali» e UC interne

- Nel caso di configurazioni caratterizzate da più impianti di produzione e/o UC e tali da non rispettare nel loro insieme i requisiti per ottenere la qualifica di SEU/SEESEU, il Soggetto Referente **può presentare al GSE la richiesta di qualifica anche per una parte della configurazione esistente**, prevedendo che gli **elementi esclusi siano considerati come utenze della rete pubblica**;
- Nei casi in cui, in applicazione della definizione di UC presente nel TISSPC, vi siano **più UC interne**, il Soggetto Referente può presentare al GSE la **richiesta di qualifica come SEESEU previa richiesta al gestore di rete del rilascio dei codici identificativi delle UC interne** e la registrazione nei suoi sistemi delle relative anagrafiche.

La data di decorrenza dei benefici è il 1° gennaio 2014 (o dalla data di entrata in esercizio della configurazione qualora successiva) purché:

- **le richieste di modifica della configurazione eseguite siano state presentate al gestore di rete entro il 30 settembre** e comunque prima della presentazione della richiesta di qualifica al GSE;
- **sia stata fornita al GSE la documentazione comprovante la presentazione delle predette richieste di modifica** e la relativa data di presentazione, nonché, qualora disponibile, il relativo esito.

Definizione di Produttore

Nel caso di SEU/SEEU per i quali l'iter autorizzativo è stato avviato entro il 31 dicembre 2013, ove il titolare di uno o più titoli autorizzativi per l'esercizio degli impianti di produzione non risulti titolare anche delle relative officine elettriche, il GSE rilascia la qualifica avente efficacia dal 1° gennaio 2014 (ovvero dalla data di entrata in esercizio dell'ASSPC) purché cumulativamente siano rispettate le ulteriori condizioni per il rilascio della qualifica:

- le **richieste di voltura** dei titoli autorizzativi e/o delle **eventuali officine elettriche** intestate a soggetti diversi **siano state presentate all'Ente competente**, a favore del soggetto designato come “produttore” ai fini della qualifica, **entro il 30 settembre 2015** e comunque prima della presentazione della richiesta di qualifica al GSE;
- il soggetto designato come **produttore** nella richiesta di qualifica presentata al GSE è **intestatarario**, per ciascuno degli impianti che costituiscono l'ASSPC, **dei titoli autorizzativi o della relativa officina elettrica**.

In tali casi, il Soggetto Referente fornisce al GSE la documentazione comprovante la presentazione della richiesta di voltura e la relativa data di presentazione, nonché, qualora disponibile, il relativo esito.

Per i SEU/SESEU entrati in esercizio entro il 31/12/2014, nei casi in cui:

- sia necessaria e non ancora conseguita la **voltura dei titoli autorizzativi** alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto, dell'officina elettrica e del regolamento di esercizio (per l'attribuzione della qualità di produttore ai sensi del TISSPC),
- sia stata presentata al gestore di rete richiesta di modifica della connessione esistente al fine di **individuare e censire utenze virtualmente connesse alla rete pubblica o unità di consumo interne**,

il **GSE procederà comunque entro 90 giorni ad un esame tecnico delle informazioni** e della documentazione inviata ai fini della qualifica.

Ove l'esito di tale analisi sia positivo il GSE rilascia una qualifica che sarà annullata *ab origine* nel caso in cui il Soggetto Referente non trasmetta entro i successivi 12 mesi la summenzionata documentazione.

- La presentazione della richiesta di qualifica di SEU o SEESEU presuppone la **corretta registrazione su GAUDÌ degli impianti di produzione e del/dei relativo produttore/i facente/i parte dell'ASSPC** e il conseguente rilascio del codice CENSIMP e del codice richiesta.
- Per i Sistemi che entreranno in esercizio **a decorrere dall'1 gennaio 2015**, ai fini della presentazione della richiesta di qualifica SEU/SEESEU, il Soggetto Referente è tenuto ad **indicare il codice ASSPC identificativo del Sistema e il codice di controllo rilasciati da Terna** (il GSE riceverà automaticamente dal sistema GAUDÌ i dati caratteristici del Sistema).
- La qualifica di SEU o SEESEU-B per un ASSPC in cui è **presente almeno un impianto di produzione non alimentato a fonte rinnovabile e in assetto cogenerativo** è subordinata al riconoscimento annuale della **condizione di «Cogenerazione ad Alto Rendimento»**.

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 3

VALORI DEL CORRISPETTIVO UNITARIO DI SCAMBIO FORFETARIO PER L'ANNO 2018

Valori del corrispettivo unitario di scambio forfetario per l'anno 2018

Ai sensi dell'articolo 7, comma 7.9, dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr (Testo Integrato Scambio sul Posto) vengono di seguito pubblicati, per ogni tipologia di cliente finale e per ogni scaglione progressivo di consumo ove previsti (clienti finali domestici per applicazioni relative alla residenza anagrafica del cliente e clienti finali domestici per applicazioni diverse da quelle relative alla residenza anagrafica del cliente), i valori del corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile (distinguendo tra il termine $CU_{Sf,m}^{reti}$ e il termine $CU_{Sf,m}^{ogs}$) e annuale (distinguendo tra il termine CU_{Sf}^{reti} e il termine CU_{Sf}^{ogs}) riferiti all'anno 2018, da utilizzarsi ai fini del calcolo del conguaglio del contributo in conto scambio CS relativo al medesimo anno (Allegato A).

Si evidenzia sin d'ora che i valori del corrispettivo unitario di scambio forfetario effettivamente riconosciuti possono essere inferiori ai valori riportati nell'Allegato A per la presenza del limite massimo mensile o annuale che, nel caso di impianti di potenza superiore a 20 kW, viene imposto al termine $CU_{Sf,m}^{ogs}$ o al termine CU_{Sf}^{ogs} , come nel seguito richiamato.

Nel caso in cui l'utente dello scambio (USSP) sia connesso alle reti di bassa o media tensione, il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga, su base annuale solare, il contributo in conto scambio CS, calcolato come segue:

$$CS = \min (O_E; C_{Ei}) + CU_{Sf} * E_s$$

Nel caso in cui l'utente dello scambio sia connesso alle reti di alta o altissima tensione e nel caso di eventuali altri utenti dello scambio per i quali il prelievo di almeno un mese risulti superiore a 4 GWh, il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'USSP, su base annuale solare, il contributo in conto scambio CS, calcolato come segue:

$$CS = \min (O_E; C_{Ei}) + \sum (CU_{Sf,m} * E_{s,m})$$

dove:

- O_E è la parte energia convenzionale, espressa in €, dell'onere sostenuto dall'USSP per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e i Prezzi Unici Nazionali (PUN) orari;
- C_{Ei} è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete, espresso in €, determinato sulla base dei prezzi zonalari orari che si formano sul Mercato del Giorno Prima (MGP) ovvero sulla base dei Prezzi Unici Nazionali orari nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse;
- CU_{Sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale, espresso in c€/kWh, pari:
 - i) nel caso di punti di scambio cui siano connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti}) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CU_{Sf}^{ogs}):

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + CU_{Sf}^{ogs};$$

- ii) nel caso di punti di scambio cui siano connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti}) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CU_{Sf}^{ogs}), quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite massimo:

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + \min (CU_{Sf}^{ogs}; \text{limite annuale});$$

- iii) nel caso di punti di scambio cui siano connessi impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili ovvero siano connessi sia impianti cogenerativi ad alto

rendimento non alimentati da fonti rinnovabili sia impianti alimentati da fonti rinnovabili, al corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti});

- $CU_{Sf,m}$ è il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile, espresso in €/kWh, pari:
 - i) nel caso di punti di scambio cui siano connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m}^{reti}$) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{Sf,m}^{ogs}$):

$$CU_{Sf,m} = CU_{Sf,m}^{reti} + CU_{Sf,m}^{ogs};$$

- ii) nel caso di punti di scambio cui siano connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m}^{reti}$) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{Sf,m}^{ogs}$), quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite massimo:

$$CU_{Sf,m} = CU_{Sf,m}^{reti} + \min(CU_{Sf,m}^{ogs}; \text{limite mensile});$$

- iii) nel caso di punti di scambio cui siano connessi impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili ovvero siano connessi sia impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili sia impianti alimentati da fonti rinnovabili, al corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m}^{reti}$);

- CU_{Sf}^{reti} è la media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m}^{reti}$ definiti su base mensile e relativi al medesimo anno solare;
- $CU_{Sf,m}^{reti}$ è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in €/kWh, delle tariffe di trasmissione, delle tariffe di distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento nonché delle componenti UC_3 e UC_6 vigenti nel mese m-esimo;
- CU_{Sf}^{ogs} è la media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m}^{ogs}$ definiti su base mensile e relativi al medesimo anno solare;
- $CU_{Sf,m}^{ogs}$ è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in €/kWh, delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} vigenti nel mese m-esimo. Il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema non include la componente MCT perché essa è applicata ai consumi di energia elettrica, anziché ai prelievi, e pertanto non può essere restituita;
- **limite annuale** è il limite massimo del termine CU_{Sf}^{ogs} ed è pari alla differenza, se positiva, tra il valore di cui alla tabella seguente e il termine CU_{Sf}^{reti} . Qualora tale differenza sia negativa, il limite è posto pari a zero e, pertanto, anche il termine CU_{Sf}^{ogs} risulta essere pari a zero;
- **limite mensile** è il limite massimo del termine $CU_{Sf,m}^{ogs}$ ed è pari alla differenza, se positiva, tra il valore di cui alla tabella seguente e il termine $CU_{Sf,m}^{reti}$. Qualora tale differenza sia negativa, il limite è posto pari a zero e, pertanto, anche il termine $CU_{Sf,m}^{ogs}$ risulta essere pari a zero;
- E_s è la quantità dell'energia elettrica scambiata, espressa in kWh, e pari al minimo, su base annuale solare, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio;
- $E_{s,m}$ è la quantità dell'energia elettrica scambiata, espressa in kWh, e pari al minimo, su base mensile, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio.

Nel caso in cui, per un utente dello scambio, il termine C_{Ei} sia superiore al termine O_E , la differenza tra il termine C_{Ei} e il termine O_E :

- a) qualora l'USSP abbia optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita. Tale credito, o parte di esso, viene sommato dal GSE al termine C_{Ei} solo negli anni in cui il medesimo termine C_{Ei} sia inferiore al termine O_E e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine O_E ;
- b) qualora l'USSP abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, viene riconosciuta dal GSE all'utente dello scambio. La liquidazione delle eccedenze si configura come un corrispettivo ulteriore e diverso rispetto al contributo in conto scambio CS.

Si rimanda alla deliberazione 570/2012/R/efr e alla relativa relazione tecnica per ulteriori dettagli ed esempi applicativi.

Tipologia impianto	Incentivo	Range di potenza [kW]		
		$P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$P > 200$
Fotovoltaico	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No		11,020 c€/kWh	
Eolico	Si	Nessun limite massimo	7,314 c€/kWh	0
	No		17,209 c€/kWh	
Idroelettrico	Si	Nessun limite massimo	12,314 c€/kWh	0
	No		22,209 c€/kWh	
Termoelettrico alimentato da biomasse	Si	Nessun limite massimo	4,814 c€/kWh	0
	No		14,709 c€/kWh	
Altre tipologie impiantistiche	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No			

Termini ai fini del calcolo del limite massimo previsto, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, per i termini $CU_{Sf,m}^{ogs}$ e CU_{Sf}^{ogs} per l'anno 2018

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 4

REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE,
DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL CASO DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI

Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con le deliberazioni 788/2016/R/eel e 582/2017/R/eel

**DELIBERAZIONE 12 NOVEMBRE 2015
539/2015/R/EEL**

REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL CASO DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 12 novembre 2015

VISTI:

- la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge 239/04);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (di seguito: decreto legislativo 20/07);
- la legge 29 novembre 2007, n. 222 (di seguito: legge 222/07);
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge 244/07);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (di seguito: decreto legislativo 115/08);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- il decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56 (di seguito: decreto legislativo 56/10);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni in legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: decreto legge 83/12);

- il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (di seguito: decreto legge 91/14);
- la Comunicazione della Commissione europea 2014/C 200/01, del 28 giugno 2014, recante “Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014-2020” (di seguito: Comunicazione 2014/C 200/01);
- la Nota integrativa della Commissione europea del 22 gennaio 2010 in materia di mercati retail, relativa a chiarimenti nell’interpretazione di quanto disposto dalla direttiva 2009/72/CE, con particolare riferimento alla disciplina relativa ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: Nota integrativa 22 gennaio 2010);
- i decreti del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, aventi ad oggetto il rilascio delle concessioni per l’attività di distribuzione di energia elettrica emanati ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo 79/99;
- il decreto del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica 26 gennaio 2000 (di seguito: decreto interministeriale 26 gennaio 2000);
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 13 ottobre 2003, avente ad oggetto la conferma della concessione a Enel Distribuzione S.p.a. (di seguito: Enel Distribuzione) dell’attività di distribuzione di energia elettrica già attribuita all’Enel S.p.a. (di seguito: Enel) con decreto del Ministro dell’Industria del Commercio e dell’Artigianato del 28 dicembre 1995 e l’adeguamento della convenzione, stipulata il 28 dicembre 1995 tra il Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato e l’Enel, alle disposizioni di legge emanate dopo tale data;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010 (di seguito: decreto ministeriale 10 dicembre 2010);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 4 agosto 2011;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011;
- il decreto del Ministro dell’Economia e delle Finanze, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, 5 aprile 2013, adottato ai sensi dell’articolo 39, comma 1, del decreto legge 83/12 (di seguito: decreto interministeriale 5 aprile 2013);
- la sentenza 6407, del 13 luglio 2012, del TAR Lazio, nell’ambito del contenzioso avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010;
- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Conessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell’Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato della Qualità della Vendita);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/10);

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 197/11), recante la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato della Qualità Elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 o TIQE);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e i relativi Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME) e Allegato C (di seguito: Testo Integrato Connessioni o TIC);
- la deliberazione dell'Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Cooperative Elettriche o TICOOOP);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2012, 79/2012/R/com e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 79/2012/R/com);
- la deliberazione dell'Autorità 5 aprile 2012, 130/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 5 aprile 2012, 132/2012/R/com (di seguito: deliberazione 132/2012/R/com);
- la deliberazione dell'Autorità 14 giugno 2012, 245/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Vendita o TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato dello Scambio sul Posto o TISP);
- la deliberazione dell'Autorità 7 febbraio 2013, 44/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2013, 165/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Bonus Elettrico e Gas o TIBEG);
- la deliberazione dell'Autorità 3 ottobre 2013, 437/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 437/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 24 ottobre 2013, 467/2013/R/com (di seguito: deliberazione 467/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel e il relativo allegato A (di seguito: TISSPC);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2014, 148/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 148/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 maggio 2014, 231/2014/R/com recante disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile (unbundling) per i settori dell'energia elettrica e del gas e l'Allegato A (di seguito: TIUC);
- la Segnalazione dell'Autorità 17 luglio 2014, 348/2014/I/eel (di seguito: Segnalazione 348/2014/I/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2014, 385/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 385/2014/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com (di seguito: deliberazione 501/2014/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 11 dicembre 2014, 609/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 609/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2014, 666/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 666/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 19 marzo 2015, 112/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 112/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 9 aprile 2015, 160/2015/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 29 maggio 2015, 258/2015/R/com e il relativo allegato A (di seguito: TIMOE);
- la deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com recante disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale (unbundling) per i settori dell’energia elettrica e del gas e l’Allegato A (di seguito: TIUF);
- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2015, 452/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 452/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel e relativi allegati (di seguito: deliberazione 487/2015/R/eel);
- il Rapporto dell’Autorità del 19 febbraio 2015, 59/2015/I/eel, sulla prima applicazione delle misure di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia in attuazione dell’articolo 39, comma 3, decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 (di seguito: rapporto 59/2015/I/eel);
- il documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11;
- il documento per la consultazione 2 maggio 2013, 183/2013/R/eel;
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2014, 644/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 644/2014/R/eel);
- le osservazioni pervenute durante i processi di consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- con l’avvio della liberalizzazione del mercato del settore elettrico in Italia, il decreto legislativo 79/99, tra l’altro, ha disposto che:
 - l’attività di trasmissione sia riservata allo Stato e attribuita in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (attualmente Terna S.p.a., di seguito: Terna);
 - l’attività di distribuzione sia svolta in regime di concessione rilasciata, per ambito comunale e con scadenza al 31 dicembre 2030, dal Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (ora Ministro dello Sviluppo Economico);
 - gli oneri generali di sistema (poi definiti e individuati con il decreto interministeriale 26 gennaio 2000) siano applicati come maggiorazioni delle tariffe di trasporto dell’energia elettrica e, pertanto, siano applicati in relazione

- al punto di connessione con la rete pubblica e all'energia elettrica da esso prelevata, non all'energia elettrica consumata (articolo 3, commi 10 e 11);
- il quadro normativo definito dal decreto legislativo 79/99, tuttavia, omette di regolare due aspetti tra loro strettamente connessi:
 - da un lato, non fornisce alcuna indicazione in relazione ai sistemi elettrici privati, anche allora esistenti, né reca indicazioni sulla loro realizzabilità o sviluppo in un contesto in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate sulla base di una concessione;
 - dall'altro lato, non chiarisce come debbano essere allocati gli oneri generali di sistema, in un contesto in cui non solo l'entità degli stessi è continuamente crescente, ma che vede anche, in conseguenza dello sviluppo di iniziative private, un progressivo disallineamento tra l'energia elettrica prelevata da rete pubblica e l'energia elettrica consumata; in particolare, l'allocazione degli oneri generali di sistema diviene tanto più complessa nei limiti in cui deve tenere conto di obiettivi di politica energetica e dell'esigenza di non alterare ingiustificatamente la competizione sia tra impianti/tecnologie di generazione sia tra consumatori industriali operanti con diversi assetti produttivi;
 - negli anni successivi, sono state introdotte molte disposizioni finalizzate a definire l'insieme dei sistemi elettrici privati realizzabili (si vedano il decreto legislativo 115/08, il decreto legislativo 56/10, la legge 99/09 e il decreto legislativo 93/11) nonché a disciplinare il trattamento tariffario a essi applicabili (si vedano la legge 99/09 e il decreto legge 91/14);
 - l'insieme dei sistemi elettrici generalmente intesi (sistemi caratterizzati dalla presenza di almeno uno o più impianti di produzione e/o uno o più impianti di consumo connessi tra loro tramite linee elettriche) è peraltro suddivisibile in due sottoinsiemi:
 - a) i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, cioè sistemi elettrici semplici in cui il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico e
 - b) le Reti Elettriche, cioè sistemi elettrici complessi in cui, invece, il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione;
 - i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, oltre ai Sistemi di Autoproduzione (SAP) già definiti dal decreto legislativo 79/99, includono anche i Sistemi Efficienti di Utenza (di seguito: SEU) e i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (di seguito: SESEU) definiti dai decreti legislativi 115/08 e 56/10; tali decreti, congiuntamente alla legge 99/09 e al decreto legge 91/14, hanno disciplinato il trattamento tariffario e i relativi oneri a questi applicabili, prevedendo al contempo che l'Autorità definisse le modalità per la regolazione dell'erogazione dei diversi servizi;
 - i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo sono già stati sottoposti a regolazione da parte dell'Autorità mediante il Testo Integrato delle Cooperative (TICOOP), disciplinante le Cooperative storiche e Consorzi storici e il Testo Integrato dei

Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC), disciplinante gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

CONSIDERATO CHE:

- per quanto riguarda le Reti Elettriche, cui afferisce il presente provvedimento, l'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 ha definito Reti Interne d'Utenza (di seguito: RIU) le reti elettriche *“il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:*
 - a) *è una rete esistente alla data di entrata in vigore della presente legge [15 agosto 2009], ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;*
 - b) *connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;*
 - c) *è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;*
 - d) *è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;*
 - e) *ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.”;*
- al tempo stesso, sempre in relazione alle RIU, l'articolo 33 della legge 99/09 ha previsto che l'Autorità:
 - individui le reti che rientrano tra le RIU e le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti a esse connessi di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - definisca le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella RIU fruiscono del servizio di dispacciamento e le modalità con le quali il soggetto responsabile della RIU provvede alle attività di misura all'interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività;
 - formuli proposte al Ministero dello Sviluppo Economico concernenti eventuali esigenze di aggiornamento delle vigenti concessioni di distribuzione, trasmissione e dispacciamento;
 - adegui le modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione e di quelli a copertura degli oneri generali di sistema alle

prescrizioni dell'articolo 33 della legge 99/09 riguardanti le RIU e le altre reti private;

- la legge 99/09 non ha introdotto una definizione di “*altre reti elettriche private*” diverse dalle RIU, attribuendo al Ministro dello Sviluppo Economico, all'articolo 30, comma 27, il compito di determinare nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti;
- il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, nel dare attuazione all'articolo 30, comma 27, della legge 99/09 in materia di reti private (non necessariamente coincidenti con le RIU) ha, da un lato, declinato il generale principio del “*diritto di libero accesso al sistema elettrico da parte dei soggetti connessi alle reti elettriche*” e, dall'altro, stabilito un “*obbligo, in capo al gestore di una rete privata, di messa a disposizione della propria rete per l'erogazione del pubblico servizio*”; di tali previsioni l'Autorità deve tenere conto nell'ambito della propria regolazione e, in particolare, del presente provvedimento;
- il medesimo decreto ministeriale 10 dicembre 2010 ha, inoltre, previsto che l'Autorità:
 - individui apposite misure per monitorare l'aggiornamento dei soggetti appartenenti a una RIU, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l'estensione territoriale di tali reti (articolo 7, comma 4);
 - in relazione alle reti private, individui le modalità per l'esercizio del diritto di libero accesso al sistema elettrico da parte dei soggetti connessi alle reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico (articolo 4, comma 2);
 - in relazione alle reti private, ivi incluse le RIU, determini “*i criteri e le condizioni in base ai quali un gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell'energia elettrica possa disporre delle infrastrutture di un gestore di rete sottoposto all'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, per l'esecuzione di attività legate all'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l'erogazione del servizio di connessione*” e che, a tal fine, l'Autorità definisca disposizioni volte a disciplinare “*i rapporti, ivi incluse le condizioni economiche, tra un gestore di rete sottoposto all'obbligo di libero accesso al sistema e il gestore titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell'energia elettrica, con l'obiettivo di garantire condizioni efficienti per l'accesso alla rete pubblica da parte dei soggetti che ne fanno richiesta, siano essi già connessi ad un rete privata ovvero richiedenti una nuova connessione*” (articolo 5);
- successivamente, l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, ha attuato nell'ordinamento nazionale la disciplina sui cosiddetti Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: SDC) di cui all'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE, prevedendo che “*i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009*”;
- in particolare, il citato articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:

- a) al paragrafo 1, che *“Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione o altre autorità competenti classifichino come sistema di distribuzione chiuso, un sistema che distribuisce energia elettrica all’interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il paragrafo 4, non rifornisce clienti civili, se:*
 - a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure*
 - b) *il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.”;*
- b) al paragrafo 4, che *“L’uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest’ultimo da un vincolo simile, e situati nell’area servita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la concessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2”;*
- la Commissione europea, con la Nota integrativa 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*, ha fornito ulteriori chiarimenti applicativi sulla disciplina comunitaria relativa ai SDC. In tale nota, in particolare, la Commissione evidenzia che:
 - i SDC, quanto alla natura dell’attività esercitata, sono sistemi di distribuzione realizzati all’interno di un sito geograficamente limitato;
 - i SDC possono essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni come, a titolo di esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento;
 - gli utenti connessi ai SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condivisi o i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest’ultimo da un vincolo simile (la Commissione al riguardo precisa che i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest’ultimo da un vincolo simile devono essere individuati con flessibilità, ammettendo anche i nuclei familiari per i quali esistono rapporti lavorativi con aziende connesse a un SDC ed inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario a cui afferiva il proprietario del SDC), oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica;
 - il requisito di cui alla lettera a) dell’articolo 28, paragrafo 4, della direttiva 2009/72/CE [cfr. *“per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati”*] attiene a configurazioni impiantistiche in cui vari soggetti condividono una rete che consente l’ottimizzazione dell’approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali. Simile fattispecie si rinviene comunemente in siti industriali in cui il calore prodotto da un sistema cogenerativo è utilizzato, per i rispettivi processi produttivi, dai

diversi soggetti ivi presenti; il citato requisito si ritiene parimenti rispettato qualora i diversi soggetti presenti in sito necessitano di operare con standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche (ad esempio con frequenza di rete diversa);

- la legge 99/09 sembra non prevedere nuove reti private rinviando al recepimento nell'ordinamento nazionale della normativa comunitaria in materia; analogamente, l'articolo 38 del decreto legislativo 93/11, che si limita a identificare i SDC soltanto con le reti private di cui alla legge 99/09, nulla esplicita in merito alla possibile realizzazione di nuovi SDC, mentre la direttiva 2009/72/CE non pone vincoli temporali al riguardo;
- con la Segnalazione 348/2014/I/eel, l'Autorità, sulla base dei poteri di cui alla legge 481/95, nonché di quanto previsto dall'articolo 33, comma 3, lettera e), della legge 99/09, ha evidenziato, al Governo e al Parlamento, che, al fine di dare piena attuazione a quanto previsto dalla legge 99/09 e dal decreto legislativo 93/11 in materia di RIU e altre reti private, si rende necessario completare il quadro normativo:
 - chiarendo la natura delle nuove reti private, diverse rispetto a quelle esistenti esplicitamente richiamate dalla legge 99/09, al fine di comprendere se anche esse debbano essere annoverate fra i SDC di cui all'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE, a condizione che rispettino i requisiti previsti dalla medesima direttiva;
 - ponendo le basi affinché i SDC possano essere considerati a tutti gli effetti come sistemi di distribuzione, nel rispetto della direttiva 2009/72/CE (come meglio espletata con la Nota integrativa 22 gennaio 2010);
- il completamento del quadro normativo e la definizione della natura delle RIU e delle altre reti private ha notevoli implicazioni sulla regolazione delle predette reti sia in relazione alla possibilità di connettere nuovi soggetti a tali reti, sia in relazione alla possibilità di realizzarne di nuove o di estendere territorialmente quelle esistenti, come meglio esplicitato nella Segnalazione 348/2014/I/eel.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione ai SDC, l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:
 - al paragrafo 2, che *“Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione esentino il gestore di un sistema di distribuzione chiuso:*
 - a) *dal requisito di cui all'articolo 25, paragrafo 5, di acquisire l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;*
 - b) *dal requisito di cui all'articolo 32, paragrafo 1, di far sì che le tariffe, o le metodologie di calcolo delle stesse, siano approvate prima della loro entrata in vigore conformemente all'articolo 37.”;*

- al paragrafo 3, che *“Quando è concessa un’esonazione a norma del paragrafo 2, le tariffe applicabili, o le metodologie di calcolo delle stesse, sono rivedute e approvate conformemente all’articolo 37, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso”*;
- in relazione alle RIU, l’articolo 33 della legge 99/09 prevede:
 - a) al comma 2, che *“Ai fini della qualità del servizio elettrico e dell’erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, la responsabilità del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi è limitata, nei confronti delle unità di produzione e di consumo connesse alle RIU, al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi, ferma restando l’erogazione, da parte della società Terna Spa, del servizio di dispacciamento alle singole unità di produzione e di consumo connesse alla RIU. Resta in capo al soggetto responsabile della RIU il compito di assicurare la sicurezza di persone e cose, in relazione all’attività svolta”*;
 - b) al comma 3, che, tra l’altro, l’Autorità *“stabilisce le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti connessi alla RIU di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi; [...] fissa le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella RIU fruiscono del servizio di dispacciamento; definisce le modalità con le quali il soggetto responsabile della RIU provvede alle attività di misura all’interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività”*;
 - c) al comma 5, che *“a decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge [15 agosto 2009] i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema di cui all’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e degli oneri ai sensi dell’articolo 4, comma 1, del decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, n. 368, sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali”* (comma che va interpretato tenendo conto delle innovazioni normative apportate dall’articolo 24 del decreto legge 91/14 come convertito con la legge 116/14);
 - d) al comma 6, che *“Limitatamente alle RIU [...], i corrispettivi tariffari di cui al comma 5 si applicano esclusivamente all’energia elettrica prelevata nei punti di connessione”* (comma abrogato a decorrere dal 1° gennaio 2015 dall’articolo 34 del decreto legge 91/14 come convertito dalla legge 116/14 e sostituito, di fatto, dal combinato disposto dei commi 1 e 2 dell’articolo 24 del medesimo decreto legge);
- l’articolo 7 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 prevede, tra l’altro, che l’Autorità *“individua apposite misure per monitorare l’aggiornamento dei soggetti appartenenti ad una Rete Interna di Utenza, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l’estensione territoriale di tali reti”*;
- l’articolo 24 del decreto legge 91/14 come convertito dalla legge 116/14 prevede:

- a) al comma 1, che *“A decorrere dal 1° gennaio 2015, i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema [...] sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali, fatto salvo quanto disposto ai commi 2, 3, 4, 5, 6 e 7 del presente articolo”*;
- b) al comma 2, che *“Per le reti interne di utenza [...] i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema di cui al comma 1, limitatamente alle parti variabili, si applicano sull’energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5 per cento dei corrispondenti importi unitari dovuti sull’energia prelevata dalla rete.”*;
- c) al comma 5, che *“Per il raggiungimento delle finalità di cui ai commi 2 e 3, l’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico adotta i provvedimenti necessari alla misurazione dell’energia consumata e non prelevata dalla rete.”*;
- d) al comma 6, che *“In via transitoria, per l’anno 2015, l’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico definisce, per le reti e i sistemi di cui ai commi 2 e 3 per i quali non sia possibile misurare l’energia consumata e non prelevata dalla rete, un sistema di maggiorazioni delle parti fisse dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, di effetto stimato equivalente a quanto previsto ai medesimi commi 2 e 3. Il medesimo sistema è applicabile, anche successivamente al 2015, laddove le quote applicate siano inferiori al 10 per cento.”*;
- e) al comma 8, che *“I corrispettivi tariffari di trasmissione, misura e distribuzione dell’energia elettrica sono determinati facendo riferimento, per le parti fisse, a parametri relativi al punto di connessione dei clienti finali e, per le parti variabili, all’energia prelevata tramite il medesimo punto.”*

CONSIDERATO CHE:

- con il documento per la consultazione 644/2014/R/eel, l’Autorità ha presentato la razionalizzazione del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche e ha esposto i propri orientamenti in merito alla regolazione transitoria dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di reti private (intese come reti elettriche nella titolarità di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici e non già utilizzate per l’erogazione del pubblico servizio) che rientrano fra i Sistemi di Distribuzione Chiusi (cioè RIU e *“altre reti private”* - di seguito: Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi o Altri SDC o, ancora, ASDC);
- in particolare, con il documento per la consultazione 644/2014/R/eel, l’Autorità ha prospettato una regolazione transitoria, nelle more del completamento del quadro normativo chiesto al Governo e al Parlamento con la Segnalazione 348/2014/I/eel sopra richiamata; tale regolazione è finalizzata a:
 - a) razionalizzare il quadro definitorio in materia di Reti Elettriche, distinguendo tra (a) Reti Pubbliche e (b) Sistemi di Distribuzione Chiusi; le prime, a loro volta, distinte tra (a1) Reti utilizzate da Terna per l’erogazione del servizio di

trasmissione e (a2) Reti di Distribuzione, mentre i secondi distinti tra (b1) RIU e (b2) ASDC; tale razionalizzazione è stata effettuata tenendo conto di quanto disposto, in particolare, dal decreto legislativo 79/99, dalla legge 99/09 e dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010;

- b) precisare il contenuto dell'obbligo, in capo al gestore di un SDC, di consentire agli utenti che ne facciano richiesta il libero accesso al sistema elettrico, specificando, a tal fine, che esso può essere soddisfatto in due modi:
- garantendo il solo accesso al libero mercato (ossia, offrendo all'utente la possibilità di usufruire di un fornitore diverso dal fornitore storico operante nel SDC);
 - garantendo l'accesso alla rete pubblica (ossia, dando all'utente la possibilità di usufruire del trattamento tariffario cui sono assoggettati gli utenti delle reti pubbliche, delle regole tecniche di connessione su di esse previste, nonché di tutti gli altri servizi su di esse previsti obbligatoriamente, come ad esempio gli standard di qualità previsti dalle delibere dell'Autorità, ivi incluso l'accesso al libero mercato);
- c) individuare le reti private che devono essere messe a disposizione del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio, rimandando a un successivo provvedimento la definizione delle condizioni sulla base delle quali il gestore concessionario può usufruire di tali reti elettriche private;
- d) definire l'estensione territoriale dei SDC e i criteri per l'individuazione degli utenti connettabili a un SDC, prevedendo che tali sistemi non possano estendersi oltre i limiti territoriali del sito su cui essi insistevano alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (cioè al 15 agosto 2009);
- e) prevedere modalità di censimento e monitoraggio dei SDC, oltre a un termine ultimo entro cui una rete privata possa essere qualificata come una RIU, nonché i compiti del gestore di tali sistemi;
- f) sottoporre gli utenti virtualmente connessi alla rete pubblica per il tramite di una rete privata allo stesso trattamento degli utenti direttamente connessi alla rete pubblica (come, tra l'altro, già attualmente avviene); in tali casi, infatti, la rete privata è utilizzata dal gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio, come consentito dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo 79/99;
- g) predisporre una regolazione transitoria dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso di utenze di un SDC. Al riguardo, il gestore di un SDC ha l'obbligo di connettere i terzi connettabili, ma potrebbe essere sollevato – come consentito dalla disciplina comunitaria – dall'obbligo di applicare le tariffe definite dall'Autorità. In tale prospettiva, non sarebbe necessaria una regolazione tariffaria dei singoli servizi dal medesimo prestati, né l'introduzione di un meccanismo regolato che garantisca al predetto gestore un'equa remunerazione della propria attività. Comunque, poiché il gestore di un SDC ai sensi della direttiva 2009/72/CE è il gestore di un sistema di distribuzione, l'Autorità ha prospettato una regolazione dei

servizi di rete analoga a quella applicabile alle reti pubbliche, nei limiti delle deroghe spettanti ai SDC. Più in dettaglio, l'Autorità ha indicato di:

- trattare i punti di interconnessione fra rete pubblica e rete privata del SDC alla stregua di punti di interconnessione fra reti pubbliche applicandone la relativa regolazione, seppur opportunamente modificata in considerazione del fatto che il gestore del SDC non è soggetto ai meccanismi di remunerazione dei costi cui sono soggette le imprese distributrici concessionarie;
 - imporre al gestore del SDC responsabilità analoghe a quelle gravanti sui gestori concessionari, in particolare l'obbligo di controllare e vigilare sul rispetto, da parte degli utenti della propria rete, della regolazione stabilita dall'Autorità e ad essi applicabile;
 - definire le condizioni tecnico-economiche per l'erogazione dei servizi limitatamente alle parti del servizio per cui è necessaria omogeneità di trattamento tra gli utenti della rete pubblica e della rete privata, lasciando il resto della regolazione tecnico-economica all'autonomia del gestore del SDC;
 - equiparare il più possibile la disciplina delle immissioni e dei prelievi degli utenti del SDC nei punti di connessione alla predetta rete, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente, alla disciplina cui sono soggette le immissioni e i prelievi degli utenti della rete pubblica;
 - prevedere che l'utente, qualora non soddisfatto delle modalità e condizioni di erogazione del servizio stabilite dal gestore del SDC, abbia diritto di accedere direttamente alla rete pubblica, dando con ciò attuazione a quanto previsto dall'articolo 28, comma 3, della direttiva 2009/72/CE ed esonerando i gestori dall'obbligo di ottenere la previa approvazione delle tariffe da parte dell'Autorità;
- h) definire una struttura tariffaria da applicare agli utenti del SDC che tenga conto della direttiva 2009/72/CE, della legge 99/09 e del decreto legge 91/14, prevedendo, al riguardo che:
- i corrispettivi di trasmissione e distribuzione definiti dall'Autorità, nel caso delle RIU e degli ASDC, siano applicati all'energia prelevata dal punto di connessione con la rete pubblica, ferma restando la possibilità, per il gestore del SDC, di definire proprie tariffe per l'utilizzo della propria rete (in questo caso il gestore si avvarrebbe della deroga prevista dall'articolo 28, comma 2, lettera b), della direttiva 2009/72/CE riguardante l'obbligo di previa approvazione delle tariffe di trasmissione e distribuzione da parte dell'Autorità);
 - i corrispettivi di dispacciamento, nel caso delle RIU e degli ASDC, siano applicati all'energia consumata dai singoli utenti di tali reti e non all'energia prelevata complessivamente dalla rete pubblica (in coerenza con quanto previsto dalla legge 99/09; in relazione ai corrispettivi di dispacciamento non si applica la deroga prevista dall'articolo 28, comma 2, lettera b), della direttiva 2009/72/CE);

- gli oneri generali di sistema siano applicati, nel caso delle sole RIU, all'energia prelevata dal punto di connessione con la rete pubblica, (nonché, a decorrere dal 1 gennaio 2015 e limitatamente alle parti variabili, anche all'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5 per cento dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete) e, nel caso degli ASDC, all'energia consumata dai singoli utenti di tali reti o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali (non solo all'energia prelevata dalla rete pubblica);
- i) prevedere che la responsabilità delle imprese distributrici e di Terna in relazione alla qualità del servizio elettrico e all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione sia limitata al punto di connessione con la rete pubblica, come anche previsto dalla legge 99/09 per le RIU;
- j) prevedere che le componenti tariffarie di trasporto nonché quelle a copertura degli oneri generali di sistema siano applicate dal gestore del SDC direttamente ai clienti finali, anziché per il tramite degli esercenti la vendita;
- k) definire le modalità di applicazione delle disposizioni di cui alla legge 99/09 e al decreto legge 91/14 in materia di oneri generali di sistema ai SDC, nelle more dell'entrata in vigore della relativa regolazione, distinguendo tre casistiche:
 - SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica. Per essi, dal 1° gennaio 2015, occorre applicare all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata il 5% del valore delle componenti tariffarie variabili relative agli oneri generali di sistema (componenti A e MCT);
 - SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati all'energia elettrica consumata dai singoli clienti finali. Per essi occorre restituire i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema applicati all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata, impropriamente corrisposti negli anni scorsi;
 - SDC non annoverati nell'elenco delle RIU. Per essi occorre valutare l'eventuale applicazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata dal 15 agosto 2009 al 31 dicembre 2015;
- nell'ambito della consultazione, avviata con il documento per la consultazione 644/2014/R/eel, è emerso quanto segue:
 - 1) tutti i soggetti che hanno presentato osservazioni ritengono che l'attività di gestione delle RIU e delle altre reti private non debba essere equiparata a quella di gestione di un sistema di distribuzione di energia elettrica. In particolare, a supporto, alcuni soggetti hanno evidenziato che:

- la coesistenza, in qualità di imprese distributrici, nel medesimo ambito territoriale del soggetto concessionario e del gestore della RIU o di ASDC violerebbe il diritto di esclusiva di cui gode il titolare della concessione;
 - quanto indicato dall'Autorità contraddirebbe le disposizioni della legge 99/09, secondo cui le RIU sono reti senza obbligo di connessione di terzi e gestite da un soggetto non concessionario, nonché le disposizioni del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, secondo cui l'obbligo di connessione di terzi deve essere attribuito esclusivamente alle reti nella titolarità dei soggetti concessionari; al riguardo, alcuni operatori sostengono che le disposizioni previste dal decreto legislativo 93/11, in forza del principio della gerarchia delle fonti, non potrebbero incidere su quanto già previsto dalla legge 99/09;
- 2) la maggior parte di coloro che hanno risposto alla consultazione hanno richiesto all'Autorità di rendere disponibili quanto prima gli schemi di convenzioni per regolare i rapporti tra gestori di rete concessionari, gestori delle reti private e soggetti connessi alle reti private;
 - 3) con riferimento all'aggiornamento delle RIU secondo i criteri prospettati dall'Autorità, alcuni soggetti interessati hanno evidenziato la necessità di disporre di una classificazione univoca e stabile delle infrastrutture facenti parte di una rete privata e hanno condiviso il limite temporale entro il quale presentare l'istanza di iscrizione al registro delle RIU; alcuni soggetti richiedono che il criterio di contenimento dell'estensione delle RIU (in ossequio a quanto previsto dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010) debba essere solo di natura geografica, in coerenza con i principi riportati nelle normative vigenti;
 - 4) un gestore di rete concessionario ha manifestato contrarietà a qualsiasi interpretazione della pertinente normativa idonea a estendere il perimetro delle RIU, mentre i gestori delle RIU hanno chiesto l'individuazione di criteri che possano permettere l'inclusione, all'interno di tali reti, anche di altri impianti di produzione e/o di consumo non già indicati in fase di censimento, anche sulla base di criteri di adiacenza dei medesimi impianti alla RIU già censita;
 - 5) la maggior parte dei soggetti interessati ritiene più efficiente che i servizi di connessione e misura siano erogati, sulla base della regolazione vigente, dai gestori di rete concessionari alle cui reti sono connesse le RIU e gli ASDC; analogamente, la maggior parte dei soggetti interessati ritiene più efficiente prevedere che l'impresa distributtrice territorialmente competente rilasci, coordinandosi con i gestori delle reti private, i codici POD per i diversi punti di connessione tra gli impianti di produzione e/o consumo e le reti private;
 - 6) alcuni soggetti interessati ritengono che gli utenti virtualmente connessi alle reti pubbliche per il tramite delle reti private debbano essere assoggettati soltanto alle disposizioni regolatorie attualmente vigenti in relazione all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica (ivi compreso il servizio di dispacciamento), derogando quindi a tutte le altre disposizioni;

- 7) alcuni soggetti interessati hanno richiesto all’Autorità che, seppur in contrasto con l’articolo 33, comma 2, della legge 99/09, il servizio di dispacciamento sia erogato in relazione al punto di connessione tra la rete privata e la rete pubblica e non anche agli utenti presenti all’interno della rete stessa;
- 8) alcuni soggetti interessati hanno richiesto di definire fin da subito le condizioni economiche e procedurali associate alla messa a disposizione delle reti private per l’erogazione del pubblico servizio;
- 9) alcuni soggetti hanno evidenziato le rilevanti complicazioni che verrebbero introdotte qualora le componenti tariffarie di trasporto nonché quelle a copertura degli oneri generali di sistema fossero applicate dal gestore del SDC direttamente ai clienti finali, anziché per il tramite delle società di vendita come previsto dalla regolazione in materia; ciò infatti comporterebbe l’insorgere di due diversi rapporti contrattuali in capo al medesimo cliente finale del SDC (uno per l’acquisto dell’energia e uno per la sua consegna), con un conseguente aumento della complessità di gestione per il medesimo cliente, nonché per l’applicazione della regolazione inerente la vendita e la morosità;
- 10) tutti i soggetti interessati hanno evidenziato la necessità di disciplinare sia i criteri per la determinazione dei conguagli 2009-2015 in relazione alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, sia le tempistiche con cui tali conguagli dovranno essere effettuati da parte delle imprese distributrici o altri soggetti.

CONSIDERATO CHE:

- la regolazione prospettata nel documento per la consultazione 644/2014/R/eel trova il suo fondamento nell’articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11 (che ha recepito la direttiva 2009/72/CE), il quale qualifica le RIU e le altre reti elettriche private (di cui all’articolo 30, comma 27, della legge 99/09) alla stregua di SDC; per effetto di detta qualificazione, tali sistemi impiantistici sono soggetti alla pertinente disciplina di derivazione comunitaria (di cui alla citata direttiva); diversamente da quanto sostenuto da alcuni partecipanti alla consultazione, tale previsione ha inevitabilmente inciso l’assetto normativo definito dalla legge 99/09, che è, sotto il profilo delle fonti, atto di pari rango del decreto legislativo 93/11 e quindi modificabile da quest’ultimo (in quanto legge successiva nel tempo); inoltre, la disciplina definita dalla legge 99/09 ha espressamente natura provvisoria in quanto adottata *“nelle more del recepimento nell’ordinamento nazionale della normativa comunitaria”*, recepimento che è avvenuto (appunto) con il citato articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11;
- pertanto, quanto alle osservazioni critiche svolte in consultazione sull’equiparazione di RIU e ASDC con i sistemi di distribuzione e sull’esigenza che l’Autorità definisca comunque gli eventuali schemi di convenzione che ne regolano i rapporti, si tratta di aspetti non disponibili all’Autorità, dei quali quest’ultima deve prendere atto ai fini della sua regolazione dei servizi di connessione, misura,

trasporto e distacco erogati nell'ambito di tali soluzioni impiantistiche; in particolare, come in parte anticipato:

- a) l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE (nell'interpretazione data dalla Commissione europea nella Nota integrativa 22 gennaio 2010) equipara i SDC ai sistemi di distribuzione, pur assoggettandoli a un regime parzialmente diverso rispetto a quello applicabile alle altre reti pubbliche, in ragione delle loro specifiche caratteristiche che la regolazione deve riflettere;
 - b) il predetto articolo è stato recepito in Italia dall'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11 che sembra annoverare tra i SDC soltanto le RIU e le altre reti private esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09 rimanendo, invece, silente in merito alla possibile qualificazione come SDC anche delle reti private di nuova realizzazione. Allo scopo, con la Segnalazione 348/2014/I/eel, l'Autorità, sulla base dei poteri di cui alla legge 481/95, nonché di quanto previsto dall'articolo 33, comma 3, lettera e), della legge 99/09, ha chiesto al Governo e al Parlamento il completamento del relativo quadro normativo, avanzando alcune proposte di merito;
 - c) poiché, in virtù delle richiamate disposizioni, le RIU rientrano nel novero dei SDC che, come già chiarito, sono sistemi di distribuzione a pieno titolo, anche le prime sono soggette all'obbligo di connessione di terzi, contrariamente a quanto inizialmente previsto dalla legge 99/09 (nelle more del recepimento della normativa comunitaria);
 - d) da quanto sopra segue che i gestori dei SDC sono soggetti, da un lato, all'obbligo di connettere tutte le utenze ubicate all'interno del sito geograficamente limitato su cui insiste il SDC (nel rispetto della definizione stessa di SDC di cui alla direttiva 2009/72/CE) e, dall'altro, all'obbligo di garantire il libero accesso al sistema agli utenti connessi a tali reti;
 - e) la presenza di SDC non determina un'incoerenza col regime di concessione previsto dal decreto legislativo 79/99, atteso che è la medesima legge nazionale successiva a legittimare tali categorie di soluzioni impiantistiche; peraltro non compete all'Autorità intervenire in merito al titolo in base al quale una certa attività regolata è svolta, rientrando piuttosto nelle sue competenze, appunto, la regolazione dell'attività di distribuzione indipendentemente dal titolo con cui il gestore la esercita;
- pertanto, non rientra tra gli aspetti di competenza dell'Autorità la definizione di schemi di eventuali convenzioni tra soggetto titolare della concessione e gestore di un SDC aventi a oggetto aspetti connessi alla titolarità dell'attività; possono rilevare, invece, eventuali accordi operativi tra tali gestori di reti funzionali alla coordinata erogazione delle rispettive attività;
 - da quanto sopra osservato, segue, pertanto, che l'Autorità, in coerenza con i propri poteri e compiti attribuiti dalle norme legislative, limita il suo intervento a regolare i servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento con riferimento alle utenze di SDC, nel rispetto, ovviamente, delle disposizioni particolari che il quadro legislativo prevede in materia, quali:

- l'articolo 33 della legge 99/09, ai sensi del quale il servizio di dispacciamento deve essere erogato alle singole unità di produzione e consumo connesse alle RIU. Peraltro, simile previsione è coerente con il diritto di cui godono gli utenti finali di accedere liberamente ai servizi del sistema elettrico atteso che l'esercizio di tale diritto richiede che l'utente sia ben identificabile e visibile dal sistema elettrico in modo univoco (cioè che, appunto, il dispacciamento trovi applicazione per ogni punto di connessione tra i singoli utenti finali e la rete privata stessa);
- l'articolo 24 del decreto legge 91/14, ai sensi del quale le componenti variabili a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione all'energia elettrica consumata dai singoli clienti finali presenti nel SDC, con l'unica eccezione delle RIU per le quali all'energia elettrica consumata in sito e non prelevata dalla rete pubblica si applica solo il 5% delle predette componenti variabili.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 609/2014/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità operative di prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/14 in tema di applicazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema ai SEU e SEESEU;
- ai fini di quanto sopra, per i punti di prelievo relativi a SEU e SEESEU in media tensione nella titolarità di soggetti inclusi nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica e per tutti i punti di prelievo in alta e altissima tensione relativi a SEU e SEESEU, la suddetta deliberazione ha previsto che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema siano applicate (nella misura del 5%, ai sensi di quanto previsto dal decreto legge 91/14) all'energia consumata ma non prelevata dalla rete pubblica come se fosse tutta riferibile a un punto di prelievo virtuale dello stesso livello di tensione e uniformemente distribuita nell'anno;
- la suddetta disposizione, nel primo anno di applicazione, ha tuttavia comportato alcune distorsioni conseguenti alla differenziazione del valore delle predette componenti tariffarie in funzione degli scaglioni di consumo.

CONSIDERATO CHE:

- con l'articolo 39 del decreto legge 83/12, il Governo ha riformato, tra le altre cose, i regimi tariffari speciali per i grandi consumatori industriali di energia elettrica; tale provvedimento ha rimesso a uno o più decreti emanati dal Ministro dell'Economia e delle Finanze (di seguito: MEF), di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito: MiSE), il compito di definire le imprese "a forte consumo di energia" e ha affidato all'Autorità il compito di provvedere alla rideterminazione degli oneri generali di sistema sulla base degli indirizzi del MiSE in modo da tener conto delle definizioni di impresa a forte consumo di energia;
- l'articolo 2 del decreto interministeriale 5 aprile 2013 ha, pertanto, definito i requisiti necessari ai fini della qualifica di impresa a forte consumo di energia

elettrica (c.d. energivora) e l'articolo 6 ha prescritto ai soggetti che intendano rientrare nell'elenco di tali imprese istituito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) di presentare una dichiarazione attestante la titolarità di tali requisiti per l'intera annualità di riferimento;

- con la deliberazione 437/2013/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità operative per la prima costituzione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica;
- con la deliberazione 467/2013/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di prima applicazione delle disposizioni del decreto interministeriale 5 aprile 2013 in materia di agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica;
- come più ampiamente illustrato nel Rapporto 59/2015/I/eel, il periodo di prima applicazione di cui al precedente punto riguarda il periodo intercorso tra il 1 luglio 2013 e il 31 dicembre 2014;
- con specifico riferimento alle imprese a forte consumo di energia elettrica che hanno consumi all'interno delle RIU, si è reso necessario attribuire a esse una parte di energia prelevata dalla rete pubblica, dal momento che tale energia può essere utilizzata, all'interno di una RIU, anche da soggetti diversi dal titolare della RIU;
- pertanto, con la deliberazione 385/2014/R/eel, si è reso necessario integrare le modalità operative per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia, nonché le disposizioni di prima applicazione in materia di agevolazioni relative agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica, al fine di disciplinare le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica in relazione alla parte di energia elettrica prelevata dal punto di interconnessione di una RIU ad esse imputabile;
- la deliberazione 385/2014/R/eel prevede, in particolare, che, al fine della determinazione delle suddette agevolazioni, il titolare del punto di interconnessione tra la RIU e la rete pubblica trasmetta alla Cassa un bilancio energetico dal quale sia possibile determinare la parte dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica e attribuibile agli usi propri di ciascun soggetto interno alla RIU (incluso il titolare medesimo), in ciascun mese e per ciascun scaglione tariffario di consumo (0-4 GWh/mese, 4-12 GWh/mese, oltre i 12 GWh/mese) applicabile;
- sulla base degli approfondimenti istruttori condotti in relazione ai gestori delle RIU che hanno trasmesso i bilanci energetici relativi all'anno 2013, Cassa ha riscontrato problemi applicativi legati principalmente alla mancata indicazione, nel bilancio energetico, delle perdite di rete interne alla RIU. Esse, infatti, devono essere scomputate dall'energia elettrica prelevata da rete pubblica in quanto l'agevolazione è calcolata esclusivamente sulla base dei consumi di energia elettrica;
- il modello di bilancio, di cui all'Allegato 4 della deliberazione 385/2014/R/eel (che attribuisce convenzionalmente tutte le perdite interne alla RIU all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica allocandola proporzionalmente a ciascun soggetto), richiede migliorie con particolare riferimento ai casi in cui la RIU immette energia elettrica nella rete pubblica;

- alcuni operatori hanno sottoposto all’Autorità alcuni dubbi interpretativi in merito alla corretta applicazione della componente tariffaria A_E nel caso di RIU; in tali casi, infatti, come evidenziato nella parte motivazionale della deliberazione 385/2014/R/eel, la componente A_E è inizialmente applicata all’intero prelievo di energia elettrica dai punti di interconnessione delle RIU con la rete pubblica, salvo successivo conguaglio limitato ai soggetti energivori. Ciò al fine di evitare che soggetti non energivori, presenti nella RIU, possano indebitamente godere dei benefici riservati alle imprese a forte consumo di energia elettrica;
- per lo stesso motivo di cui al precedente alinea si applicano le aliquote previste dai commi 70.1 e 70.1bis del TIT;
- come già evidenziato nelle deliberazioni 666/2014/R/eel, 112/2015/R/eel e, da ultimo, nella deliberazione 452/2015/R/eel, è ancora in corso il procedimento instaurato davanti la Commissione europea a seguito della notifica, da parte del Governo, delle misure istitutive delle agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica, avvenuta il 17 aprile 2014, in applicazione della normativa europea in materia di aiuti di Stato nel settore dell’energia di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01;
- nell’ambito del suddetto procedimento instaurato davanti la Commissione europea, si rende necessario raccogliere i dati di misura dell’energia elettrica consumata a decorrere dal 2011 per tutte le RIU, ivi incluse quelle diverse dalle RIU già interessate dalle disposizioni di cui alla deliberazione 385/2014/R/eel.

RITENUTO OPPORTUNO:

- prevedere una regolazione coerente con la normativa di derivazione comunitaria in materia di SDC, recepita nell’ordinamento nazionale dall’articolo 38 del decreto legislativo 93/11;
- con riferimento al quadro definitorio in materia di Reti Elettriche (cfr. lettera a) del quarto gruppo di considerati), completare tale quadro distinguendo tra (a) Reti Pubbliche e (b) Sistemi di Distribuzione Chiusi (a loro volta distinti tra RIU e ASDC), confermando, al riguardo, quanto già espresso nel documento per la consultazione 644/2014/R/eel;
- con riferimento all’obbligo del gestore di garantire il libero accesso al sistema elettrico (cfr. lettera b) del quarto gruppo di considerati), regolare le condizioni sulla base delle quali viene garantito agli utenti di un SDC tale accesso, il quale si estrinseca sotto forma di:
 - i) accesso al solo libero mercato, finalizzato a consentire all’utente di usufruire di un fornitore diverso dal fornitore storico operante nel SDC;
 - ii) accesso a tutti i servizi afferenti al sistema elettrico, ivi incluso l’accesso al libero mercato, in esito al quale l’utente di un SDC diventa a tutti gli effetti un utente della rete pubblica;
- definire i criteri con cui vengono individuate le reti private, ivi inclusi i SDC, che devono essere messe a disposizione del gestore di rete concessionario per l’erogazione del pubblico servizio, confermando quanto già indicato, allo scopo, nel

documento per la consultazione 644/2014/R/eel (cfr. lettera c) del quarto gruppo di considerati);

- rimandare a un successivo provvedimento la definizione delle condizioni economiche sulla base delle quali il gestore concessionario può usufruire delle reti elettriche private, ivi inclusi i SDC, per l'erogazione del pubblico servizio.

RITENUTO OPPORTUNO:

- con riferimento ai criteri di estensione geografica dei SDC e all'individuazione degli utenti a essi connettibili (cfr. lettera d) del quarto gruppo di considerati):
 - prevedere che i SDC non possano estendersi oltre i limiti territoriali del sito su cui essi insistevano alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (ossia, al 15 agosto 2009); prevedere, in particolare, che il perimetro di sito sia coincidente con opportune delimitazioni (muri di cinta, recinzioni, ecc.), oppure, in assenza di esse, sia definito dall'insieme delle particelle catastali su cui insiste la rete privata del SDC nonché delle particelle su cui insistono le diverse utenze a essa già connesse, ad eccezione di particelle catastali ove insistono esclusivamente tratti di rete avente la sola funzione di collegamento elettrico tra siti non contigui, confermando quanto riportato nel documento per la consultazione 644/2014/R/eel e sostanzialmente condiviso dalla maggior parte dei soggetti interessati;
 - non confermare, invece, l'orientamento presentato nel documento per la consultazione 644/2014/R/eel secondo cui, nell'ambito delle RIU, le unità di produzione di nuova realizzazione o oggetto di interventi debbano essere esclusivamente alimentate da fonti rinnovabili o da recuperi e cascami termici o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, accogliendo alcune osservazioni presentate dagli operatori, definendo il confinamento delle RIU solo sulla base dei sopra richiamati criteri territoriali e geografici, in coerenza con quanto previsto dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010 e con la definizione di SDC, di cui alla direttiva 2009/72/CE;
 - prevedere che gli utenti connettibili ai SDC (ossia gli utenti che il gestore del SDC ha l'obbligo di connettere al sistema), siano esclusivamente quelli che non pregiudicano la qualifica di un assetto impiantistico come SDC in coerenza con la relativa definizione di cui alla direttiva 2009/72/CE; e che tutti gli altri potenziali utenti debbano richiedere la connessione al gestore di rete concessionario, il quale valuta se realizzare una connessione dedicata o se, invece, avvalersi della rete facente capo al SDC per l'erogazione del pubblico servizio;
- con riferimento al monitoraggio e censimento dei SDC (cfr. lettera e) del quarto gruppo di considerati), prevedere che:
 - si possa richiedere l'inserimento di una rete privata nel novero delle RIU entro il 30 giugno 2016, a condizione che la rete in questione rispetti i requisiti necessari per essere qualificata come tale alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (15 agosto 2009) e che il registro delle RIU, già istituito

- dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/10, sia integrato e modificato coerentemente;
- sia istituito, presso l'Autorità, in analogia con le RIU, un registro dei SDC diversi dalle RIU (registro degli ASDC);
 - con riferimento al trattamento degli utenti virtualmente connessi alla rete pubblica per il tramite di una rete privata (cfr. lettera f) del quarto gruppo di considerati), prevedere che i primi siano trattati in tutto e per tutto come gli utenti direttamente connessi alla rete pubblica (come, tra l'altro, già attualmente avviene); in tali casi, infatti, la rete privata viene utilizzata dal gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio, come consentito dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo 79/99;
 - con riferimento alla regolazione dell'accesso ai servizi del sistema elettrico (cfr. lettera g) del quarto gruppo di considerati), prevedere che tale regolazione sia quanto più simile a quella cui sono soggette le reti pubbliche, poiché il gestore di un SDC, ai sensi della direttiva 2009/72/CE è, di fatto, un distributore. In particolare si ritiene opportuno:
 - trattare i punti di interconnessione fra rete pubblica e rete privata del SDC alla stregua di punti di interconnessione fra reti pubbliche, applicandone la relativa regolazione;
 - imporre, al gestore del SDC, responsabilità analoghe a quelle gravanti sui gestori concessionari in relazione al controllo e alla vigilanza sul rispetto, da parte degli utenti della propria rete, della regolazione stabilita dall'Autorità e a essi applicabile;
 - definire le condizioni tecnico-economiche per l'erogazione dei servizi, limitatamente a quegli aspetti per cui è necessaria omogeneità di trattamento tra gli utenti della rete pubblica e quelli della rete privata, lasciando il resto della regolazione tecnico-economica all'autonomia del gestore del SDC;
 - equiparare il più possibile, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente, il trattamento delle immissioni e dei prelievi degli utenti del SDC nei punti di connessione alla predetta rete a quello cui sono soggetti gli utenti della rete pubblica;
 - con riferimento alla struttura tariffaria da applicare agli utenti del SDC (cfr. lettera h) del quarto gruppo di considerati, prevedere, in coerenza con le prescrizioni della direttiva 2009/72/CE, della legge 99/09 e del decreto legge 91/14, che:
 - i corrispettivi di trasmissione e distribuzione, nel caso delle RIU e degli ASDC, siano definiti autonomamente dal gestore del SDC. In questo caso si applica la deroga prevista dall'articolo 28, comma 2, lettera b), della direttiva 2009/72/CE, che consente, ai gestori dei SDC, la possibilità di definire autonomamente la proprie tariffe in relazione al trasporto dell'energia elettrica sulle proprie reti;
 - i corrispettivi di dispacciamento, nel caso delle RIU e degli ASDC, siano applicati all'energia elettrica prelevata tramite i punti di connessione dei singoli utenti a tali reti e non all'energia prelevata complessivamente dalla rete pubblica, in coerenza con quanto previsto dalla legge 99/09;

- i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema siano applicati, nel caso delle sole RIU, in relazione alle caratteristiche del punto di connessione con la rete pubblica e all'energia prelevata tramite esso, nonché, a decorrere dal 1 gennaio 2015 e limitatamente alle parti variabili, anche all'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione interni e non già prelevata dalla rete pubblica, in misura pari al 5 per cento dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete pubblica. Tali disposizioni in materia di oneri generali di sistema sono coerenti con le disposizioni di cui alla legge 99/09 e al decreto legge 91/14;
- i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema siano applicati, nel caso degli ASDC, all'energia prelevata dai singoli utenti per il tramite dei punti di connessione interni o a parametri relativi ai medesimi punti di connessione e non solo in relazione alle caratteristiche del punto di connessione con la rete pubblica e all'energia prelevata tramite esso. Tali disposizioni in materia di oneri generali di sistema sono coerenti con le disposizioni di cui alla legge 99/09 e al decreto legge 91/14;
- prevedere, inoltre, che il gestore di un SDC non sia soggetto all'obbligo di ottenere l'approvazione preliminare delle tariffe di trasporto da parte dell'Autorità in attuazione della deroga prevista dall'articolo 28, comma 2, della direttiva 2009/72/CE; conseguentemente, non sia necessaria una regolazione tariffaria dei singoli servizi dal medesimo prestati, né l'introduzione di un meccanismo regolato che garantisca al predetto gestore un'equa remunerazione della propria attività;
- prevedere che gli utenti connettabili al SDC, nel caso in cui non accettino le condizioni di erogazione del servizio di trasporto da parte del gestore del SDC, abbiano il diritto di richiedere la connessione al gestore di rete concessionario, diventando, di conseguenza, utenti della rete pubblica, fatto ovviamente salvo il potere dell'Autorità di intervenire con misure prescrittive a tutelare l'utente connettabile al SDC da eventuali condotte lesive del gestore. Ciò consente, da un lato, di evitare appesantimenti amministrativi e gestionali che si avrebbero qualora le tariffe di trasporto autonomamente definite dai gestori dei SDC dovessero essere oggetto di verifica, approvazione ed eventuale modifica da parte dell'Autorità, dall'altro lato, di garantire comunque l'effetto utile dell'articolo 28, comma 3, della direttiva 2009/72/CE in tema di tutela degli utenti di tali sistemi;
- prevedere che, qualora un utente connettabile richieda la connessione al gestore di rete concessionario, i corrispettivi per la connessione siano posti pari ai costi effettivi della connessione in luogo degli eventuali corrispettivi forfetari, in deroga alla regolazione vigente; e che tale deroga sia limitata alle connessioni in media e alta tensione per le quali i costi di connessione possono essere più alti rispetto a quelli associati alle connessioni in bassa tensione;
- con riferimento all'attribuzione della responsabilità della qualità del servizio e dell'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione (cfr. lettera i) del quarto gruppo di considerati), prevedere che le imprese distributrici e Terna siano responsabili limitatamente al punto di connessione con la rete pubblica,

analogamente a quanto previsto per le RIU dalla legge 99/09 e come peraltro consentito dalla direttiva 2009/72/CE;

- con riferimento alle modalità di applicazione delle componenti tariffarie di trasporto nonché di quelle a copertura degli oneri generali di sistema (cfr. lettera j) del quarto gruppo di considerati), diversamente da quanto inizialmente prospettato in consultazione, non derogare all'applicazione della regolazione vigente in materia anche agli utenti di SDC, accogliendo alcune richieste pervenute in tal senso; ciò comporta, pertanto, che le predette componenti tariffarie siano quantificate dal gestore del SDC per ogni cliente finale e applicate alla società di vendita presso cui ogni cliente finale si approvvigiona, ivi inclusi gli eventuali casi di salvaguardia e maggior tutela;
- con riferimento alle modalità di applicazione delle disposizioni di cui alla legge 99/09 e al decreto legge 91/14 in materia di oneri generali di sistema ai SDC, nelle more dell'entrata in vigore della regolazione prevista dal presente provvedimento (cfr. lettera k) del quarto gruppo di considerati), distinguere, allo scopo, tre casistiche:
 - i) SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica. Per essi, dal 1 gennaio 2015, all'energia elettrica prelevata tramite i punti di connessione interni e non anche dalla rete pubblica si applica il 5% del valore delle componenti tariffarie variabili relative agli oneri generali di sistema (componenti A e MCT), dando attuazione al decreto legge 91/14; a tal fine il gestore del SDC si interfaccia direttamente con Cassa;
 - ii) SDC non annoverati nell'elenco delle RIU. Per essi, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema trovano piena applicazione in relazione ai punti di connessione interni, a decorrere dal 15 agosto 2009, data di entrata in vigore della legge 99/09; a tal fine il gestore del SDC si interfaccia direttamente con Cassa;
 - iii) SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati in relazione ai punti di connessione interni. Per essi si ritiene opportuno prevedere la restituzione delle somme a copertura delle componenti tariffarie impropriamente versate negli anni scorsi, dando attuazione a quanto disposto dall'articolo 7, comma 2, del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, a seguito di apposita istruttoria condotta dall'Autorità;
- prevedere che, fino al 31 dicembre 2016, i SDC attualmente esistenti continuino a essere gestiti con le medesime modalità utilizzate prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento; e che le nuove modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento trovino applicazione a decorrere dall'1 gennaio 2017, affinché le imprese distributrici concessionarie, Terna e i gestori dei SDC possano mettere in atto tutte le azioni prodromiche necessarie.

RITENUTO OPPORTUNO:

- uniformare, con effetti a partire dal 1 gennaio 2016, le modalità applicative delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, di cui all'articolo 24 del decreto legge 91/14, previste dalla deliberazione 609/2014/R/eel per i SEU e i SEESEU in media tensione nella titolarità di soggetti inclusi nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica e per tutti i punti di prelievo in alta e altissima tensione relativi a SEU e SEESEU a quelle previste per le RIU dal presente provvedimento;
- rettificare l'Allegato 4 alla deliberazione 385/2014/R/eel, attribuendo ai clienti finali presenti all'interno della RIU le sole perdite ad essi associate, al netto cioè di quelle attribuibili all'energia elettrica prodotta e immessa in rete;
- utilizzare il medesimo Allegato 4, come sopra rettificato, ai fini della ricostruzione delle posizioni di consumo di energia elettrica delle imprese all'interno delle RIU, a decorrere dal 2011, affinché tali dati possano essere utilizzati nell'ambito del procedimento instaurato davanti la Commissione europea a seguito della notifica delle misure istitutive delle agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica;
- precisare che l'esenzione dal pagamento della componente A_E e delle aliquote applicate agli scaglioni sopra gli 8 GWh/mese (per i punti in media tensione) e sopra i 12 GWh/mese (per i punti in alta e altissima tensione) per i punti di interconnessione di una RIU con la rete pubblica nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica è esclusivamente applicata dalla Cassa a consuntivo

DELIBERA

1. di approvare il “Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)”, Allegato A al presente provvedimento, che ne costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di prevedere che, entro il 31 maggio 2016, ciascun gestore concessionario provveda a inviare all'Autorità:
 - a) l'elenco delle infrastrutture private già utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio specificando, per ognuna di esse:
 - dati anagrafici e fiscali del gestore dell'infrastruttura privata e dati anagrafici e fiscali del proprietario dell'infrastruttura privata ivi inclusi i recapiti dei relativi referenti;
 - comune/i e provincia/e il cui territorio è interessato dalla presenza dell'infrastruttura privata;
 - per quali finalità viene utilizzata (ad esempio, connessione di clienti finali alla rete pubblica, trasporto di energia elettrica, ecc.);

- in quale categoria ricade (in relazione alle definizioni di cui all'articolo 1, comma 1.1, del Testo integrato per la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi o alle definizioni di cui all'articolo 1 del TISSPC);
 - la presenza o meno di una convenzione sottoscritta con il gestore dell'infrastruttura privata al fine dell'erogazione del servizio pubblico;
 - i codici identificativi dei punti di interconnessione con le proprie reti e con le reti di altri gestori concessionari; numero di utenti della rete pubblica (distinguendo tra clienti finali e produttori) connessi dal medesimo gestore concessionario utilizzando l'infrastruttura privata;
- b) copia di ciascuna delle convenzioni sottoscritte con i gestori delle infrastrutture private al fine dell'utilizzo di queste ultime per l'erogazione del pubblico servizio;
- c) l'elenco delle infrastrutture private che insistono sul proprio territorio non ancora utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio di distribuzione e/o trasmissione e che si ritiene debbano essere assoggettate all'obbligo di messa a disposizione specificando, per ognuna di esse:
- le motivazioni, puntuali e dettagliate, a giustificazione della richiesta di includere le suddette reti private tra quelle soggette all'obbligo di messa a disposizione;
 - la categoria di appartenenza (sulla base delle definizioni di cui all'articolo 1, comma 1.1, del Testo integrato per la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi);
3. di prevedere che l'Autorità, in esito all'esame della documentazione presentata dalle imprese distributrici e da Terna e, sulla base di eventuali approfondimenti effettuati presso i gestori delle infrastrutture private, provveda, con successivo provvedimento, a individuare l'elenco definitivo delle infrastrutture private per le quali sussiste l'obbligo di messa a disposizione;
4. di prevedere che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni economiche sulla base delle quali il gestore concessionario può usufruire delle reti e delle linee elettriche private, con particolare riferimento a quelle per cui vige l'obbligo di messa a disposizione, eventualmente tramite la costituzione di un apposito tavolo tecnico. Tali criteri e condizioni tengono conto della necessità di garantire l'uso efficiente delle risorse complessive, di salvaguardare gli investimenti effettuati dai soggetti privati, nonché gli assetti tecnico-commerciali esistenti all'interno delle reti e linee elettriche per le quali vige l'obbligo di messa a disposizione e di tutelare l'equilibrio economico-finanziario del gestore della rete o linea privata nel caso in cui l'utilizzo dell'infrastruttura privata per finalità di pubblica utilità richieda investimenti per lo sviluppo e adeguamento della medesima;
5. di prevedere che, nelle more del completamento dei procedimenti di cui al punto 4, le imprese distributrici e Terna provvedano a stipulare, laddove non già avvenuto, opportune convenzioni con i gestori delle reti o linee elettriche private da esse utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio, inviandone copia all'Autorità anche nel caso in cui siano apportate modifiche;

6. di prevedere che Terna e le imprese distributrici evidenzino, all'Autorità, le eventuali criticità derivanti dall'applicazione del TIQE e della deliberazione ARG/elt 197/11 nei casi in cui gli utenti della rete pubblica siano connessi dal gestore di rete concessionario per il tramite di una rete o linea elettrica privata;
7. di prevedere che, fino al 31 dicembre 2017, i SDC attualmente esistenti continuino a essere gestiti con le medesime modalità utilizzate prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento. Ai fini dell'applicazione, a decorrere dall'1 gennaio 2018, delle nuove modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento, le imprese distributrici concessionarie, Terna e i gestori dei SDC mettono in atto tutte le azioni prodromiche necessarie, come meglio dettagliato nell'*Allegato A* al presente provvedimento;
8. Terna, entro il 29 febbraio 2016, sentite le imprese distributrici concessionarie coinvolte, trasmette all'Autorità un piano delle attività, ivi incluse le relative tempistiche, prodromiche all'applicazione, a decorrere dall'1 gennaio 2018, delle nuove modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento dei SDC. A seguito di tale data, Terna coordina le predette attività anche avvalendosi delle imprese distributrici nel caso in cui i SDC siano connessi alle reti delle medesime.
9. di prevedere, in relazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica presenti all'interno delle RIU, che:
 - a) l'*Allegato 4* alla deliberazione 385/2014/R/eel sia sostituito dall'*Allegato 4* rettificato, allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
 - b) dopo il comma 2.1 della deliberazione 385/2014/R/eel, siano aggiunti i seguenti commi:
 - “2.2 A partire dal 1 gennaio 2014, le disposizioni di cui ai commi 70.1, 70.1bis e 70.9 del TIT in relazione ai punti di interconnessione di una RIU con la rete pubblica, sono applicate dalla Cassa a consuntivo e limitatamente alla parte di energia elettrica utilizzata per usi propri dalle imprese a forte consumo di energia elettrica, con le modalità previste al successivo articolo 5.
 - 2.3 Cassa, nell'Elenco pubblicato sul sito istituzionale ai sensi dell'articolo 6, del decreto 5 aprile 2013, dà evidenza dei POD nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica ai quali si applica il precedente comma 2.2.”;
10. di prevedere che i gestori delle RIU, ivi incluse quelle non comprendenti imprese a forte consumo di energia elettrica, trasmettano a Cassa, entro il 30 aprile 2016, l'allegato 4 alla deliberazione 385/2014/R/eel completato con i dati relativi agli anni 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015. I medesimi gestori delle RIU trasmettono a Cassa, entro il 30 aprile 2017 e il 30 aprile 2018, l'allegato 4 alla deliberazione 385/2014/R/eel completato con i dati relativi rispettivamente all'anno 2016 e all'anno 2017;
11. di prevedere che, a decorrere dal 1 gennaio 2016, la lettera b) del comma 5.1 della deliberazione 609/2014/R/eel sia sostituita dalla seguente:

- “b) nei casi di cui alla precedente lettera a), le maggiorazioni sono determinate applicando il 5% dei corrispettivi unitari variabili delle componenti A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT applicabili, sulla base dei valori stabiliti dall’Autorità in sede di aggiornamento tariffario, distintamente per livello di tensione e considerando un valore unitario pari alla media dei valori unitari relativi ai singoli scaglioni tariffari ponderata sulla quantità di energia elettrica consumata; negli stessi casi, il conguaglio delle maggiorazioni avviene in occasione dell’erogazione del conguaglio, per la medesima annualità, delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica in applicazione dell’articolo 39 del decreto legge 83/12.”;
12. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, reiterando contestualmente la Segnalazione 348/2014/I/eel;
 13. di pubblicare il presente provvedimento e la deliberazione 385/2014/R/eel, come risultante dalle modifiche apportate, sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it.

12 novembre 2015

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

**TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA
IDRICO PER LA REGOLAZIONE DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI: RETI INTERNE DI
UTENZA E ALTRE RETI PRIVATE**

(TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI – TISDC)

Indice

PARTE I	PARTE GENERALE	5
TITOLO I	DEFINIZIONI E PRINCIPI GENERALI	5
Articolo 1	<i>Definizioni</i>	5
Articolo 2	<i>Finalità</i>	12
Articolo 3	<i>Oggetto</i>	13
Articolo 4	<i>Principi generali</i>	13
PARTE II	DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI NEL CASO DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI	14
TITOLO I	DISPOSIZIONI GENERALI	14
Articolo 5	<i>Ambito territoriale di un SDC</i>	14
Articolo 6	<i>Utenti e utenze connettabili ad un SDC</i>	15
Articolo 7	<i>Obbligo di libero accesso al sistema elettrico</i>	16
Articolo 8	<i>Obbligo di connessione di terzi</i>	17
Articolo 9	<i>Registri dei SDC e criteri di aggiornamento</i>	17
Articolo 10	<i>Diritti e obblighi del gestore di un SDC</i>	19
TITOLO II	DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI NEI PUNTI DI INTERCONNESSIONE E DEI PUNTI INDIRETTI DI INTERCONNESSIONE DI UN SDC ALLA RETE PUBBLICA	20
Articolo 11	<i>Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di interconnessione e dei punti indiretti di interconnessione di un SDC alla rete pubblica e relative anagrafiche</i>	20
Articolo 12	<i>Disposizioni in materia di connessione alla rete pubblica di un SDC</i>	20
Articolo 13	<i>Disposizioni relative alla connessione a un SDC di un'utenza della rete pubblica</i>	21
Articolo 14	<i>Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione</i>	21
Articolo 15	<i>Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione</i>	23
Articolo 16	<i>Obblighi in capo ai gestori dei SDC in materia di applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC</i>	23

TITOLO III	DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI PER GLI UTENTI DI UN SDC	25
Articolo 17	<i>Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di prelievo e/o di immissione presenti in un SDC e relative anagrafiche</i>	25
Articolo 18	<i>Disposizioni in materia di connessione di un'utenza di un SDC</i>	26
Articolo 19	<i>Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata per un utente di un SDC</i>	27
Articolo 20	<i>Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione per le utenze di un SDC</i>	27
Articolo 21	<i>Modalità di applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC</i>	28
Articolo 22	<i>Disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di utenze di un SDC</i>	29
Articolo 23	<i>Disposizioni per l'erogazione del servizio di vendita di energia elettrica nel caso di un cliente finale di un SDC</i>	29
Articolo 24	<i>Disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela e di salvaguardia nel caso di un cliente finale di un SDC</i>	30
Articolo 25	<i>Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale di un SDC</i>	30
Articolo 26	<i>Disposizioni in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento in un SDC</i>	30
Articolo 27	<i>Disposizioni in materia di scambio sul posto per i clienti di un SDC</i>	31
Articolo 28	<i>Disposizioni in materia di bonus elettrico per i clienti di un SDC</i>	31
Articolo 29	<i>Disposizioni in materia di unbundling</i>	31
PARTE III	DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI	31
TITOLO I	DISPOSIZIONI TRANSITORIE	31
Articolo 30	<i>Disposizioni in merito all'applicazione dell'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14 alle RIU per il periodo 2015 - 2016</i>	31
Articolo 31	<i>Disposizioni in merito al periodo 15 agosto 2009 - 31 dicembre 2016 per le RIU esercite in configurazione aperta</i>	32
Articolo 32	<i>Disposizioni in merito all'esazione degli oneri generali di sistema per il periodo 15 agosto 2009 - 31 dicembre 2016 in relazione all'energia elettrica consumata (e non prelevata da rete pubblica) in un ASDC</i>	33

TITOLO II	DISPOSIZIONI FINALI	33
Articolo 33	<i>Disposizioni per l'accREDITAMENTO al SII e il suo popolamento</i>	<i>33</i>
Articolo 34	<i>Attività di verifica</i>	<i>34</i>
Articolo 35	<i>Disposizioni finali</i>	<i>34</i>

PARTE I

PARTE GENERALE

TITOLO I

DEFINIZIONI E PRINCIPI GENERALI

Articolo 1

Definizioni

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al Testo Integrato Trasporto, le definizioni di cui al Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), oltre alle seguenti:
- a) **altro sistema di distribuzione chiuso (ASDC):** un qualsiasi SDC diverso dalle RIU;
 - b) **connessione diretta ad una rete:** una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete senza l'interposizione di elementi (interruttori, tratti di linea anche non sezionabili, ecc.) di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete e dall'utente;
 - c) **connessione indiretta ad una rete:** una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete tramite l'interposizione di elementi (interruttori, tratti di linea anche non sezionabili, ecc.) di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete e dall'utente;
 - d) **gestore di rete privata o gestore del SDC:** il gestore di un sistema di distribuzione chiuso (SDC);
 - e) **gestore di rete pubblica o gestore di rete concessionario:** il gestore di una rete pubblica (di distribuzione o di trasmissione). Tale gestore è titolare di una concessione per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione;
 - f) **gestore di rete:** il soggetto responsabile della gestione di una rete elettrica;
 - g) **impresa distributrice concessionaria:** ogni gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99;
 - h) **obbligo di connessione di terzi:** l'obbligo, posto in capo ad un gestore di rete, di connettere alla propria rete tutti gli utenti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche all'uopo previste;
 - i) **obbligo di libero accesso al sistema elettrico:** l'obbligo, in capo al gestore della rete privata, di garantire a ciascun utente connesso alla rete il diritto di scegliere la propria società di vendita;
 - j) **obbligo di messa a disposizione:** l'obbligo, posto in capo ad un gestore di rete, di mettere la propria rete a disposizione del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l'erogazione del servizio di connessione.

- k) **punto di connessione:** il confine fisico, tra una rete elettrica e l'impianto dell'utente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;
- l) **punto di interconnessione:** il confine fisico, tra due reti elettriche, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;
- m) **punto indiretto di interconnessione alla rete pubblica o punto di connessione virtuale alla rete pubblica:** il punto di connessione sulla rete del SDC di un'utenza della rete pubblica;
- n) **rete con obbligo di connessione di terzi:** una rete elettrica gestita da un gestore che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta;
- o) **rete con obbligo di libero accesso al sistema elettrico:** una rete elettrica gestita da un gestore che ha l'obbligo di permettere agli utenti connessi alla propria rete di esercitare il diritto di libero accesso al sistema elettrico;
- p) **rete con obbligo di messa a disposizione:** una rete elettrica gestita da un soggetto che non è titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge e che deve essere obbligatoriamente messa a disposizione del gestore di rete concessionario in quel territorio, affinché quest'ultimo possa ottemperare agli obblighi connessi con l'erogazione del servizio pubblico di distribuzione o trasmissione. Sono reti con obbligo di messa a disposizione:
- le reti a tensione superiore a 120 kV non rientranti nella rete di trasmissione nazionale, di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto ministeriale 25 giugno 1999 e a tutt'oggi già utilizzate dalle imprese distributrici concessionarie per l'erogazione del servizio di distribuzione;
 - le reti di proprietà delle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99 e alle quali successivamente non è stata assegnata la relativa concessione di distribuzione che sono già gestite dalle imprese distributrici al fine di erogare il servizio di distribuzione;
 - le linee private già utilizzate da Terna o dalle imprese distributrici concessionarie per l'erogazione del pubblico servizio di trasmissione e distribuzione e non ricomprese nella RTN;
 - le reti della società RFI - Gruppo FSI (ex FF.SS.);
 - le reti di proprietà di soggetti non concessionari e non rientranti nella categoria dei SDC (reti private non SDC);
 - i SDC che insistono su territori isolati non serviti da altre reti (tra cui SDC in territori montuosi);
- q) **rete di distribuzione:** l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto ministeriale 79/99. Le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione;

- r) **rete di trasmissione nazionale (RTN):** la rete elettrica gestita da Terna ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 79/99 e definita dal decreto ministeriale 25 giugno 1999 e dai successivi decreti ministeriali di modifica ed integrazione. Le reti che rientrano nella predetta definizione possono essere di proprietà di Terna o di soggetti diversi da Terna stessa;
- s) **rete elettrica:** sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Un tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica. In una rete elettrica il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione. In particolare l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti pubbliche e i sistemi di distribuzione chiusi (SDC);
- t) **rete interna d'utenza (RIU):** una rete inserita nell'elenco di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni;
- u) **rete pubblica:** una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Tale gestore, essendo esercente di un pubblico servizio, ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste. L'insieme delle reti pubbliche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti elettriche utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di distribuzione;
- v) **reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie:** le reti elettriche di proprietà dei gestori titolari di concessioni di distribuzione;
- w) **reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione:** l'insieme costituito dalla rete di trasmissione nazionale (RTN) e dai tratti delle reti e delle linee di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN;
- x) **RIU esercite in configurazione aperta:** RIU per le quali, in un periodo temporale, anche limitato, compreso tra il 15 agosto 2009 e la data di entrata in vigore del presente provvedimento, sono state applicate tutte le componenti tariffarie di trasmissione, distribuzione nonché gli oneri generali di sistema in relazione alle caratteristiche e all'energia elettrica prelevata dai punti di connessione dei singoli utenti alla rete privata, anziché in relazione alle caratteristiche e all'energia elettrica prelevata dai punti di interconnessione con la rete pubblica;
- y) **sistema di distribuzione chiuso (SDC):** una rete elettrica privata, che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o

di servizi condivisi geograficamente limitato e che, a eccezione dei casi di cui all'articolo 6, comma 6.1, del TISDC, non rifornisce clienti civili. Tale sistema, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, è caratterizzato dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti interne di utenza (RIU) e gli altri SDC (ASDC);

- z) **tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN:** tratti di reti o linee non rientranti nella RTN e di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione. In tale categoria rientrano le linee elettriche di privati utilizzate da Terna, i tratti delle reti elettriche di proprietà del Gruppo FSI non rientranti nella RTN e utilizzati da Terna, nonché i tratti delle reti private utilizzati da Terna;
- aa) **tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari utilizzati dall'impresa distributtrice per l'erogazione del servizio di distribuzione:** tratti di reti o linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati dall'impresa distributtrice per l'erogazione del servizio di distribuzione;
- bb) **utente del SDC:** un utente responsabile della gestione di un'utenza del SDC in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- cc) **utente della rete pubblica connesso su un SDC:** un utente responsabile della gestione di un'utenza della rete pubblica connessa sulla rete privata di un SDC in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- dd) **utente della rete pubblica:** un utente responsabile della gestione di un'utenza della rete pubblica in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- ee) **utenza del SDC:** un'utenza, sia essa un impianto di produzione o di consumo, connessa al SDC, che accede al sistema elettrico tramite la rete del SDC, senza avvalersi delle prestazioni del gestore di rete concessionario. Tali utenze quindi e i loro responsabili (utenti) non hanno rapporti diretti con i gestori di rete concessionari, ma hanno soltanto rapporti con il gestore del SDC tramite cui hanno avuto accesso alla rete elettrica e al sistema elettrico;
- ff) **utenza della rete pubblica connessa su un sistema di distribuzione chiuso:** un'utenza della rete pubblica che, per scelta del gestore di rete concessionario, non è stata direttamente connessa alla rete di distribuzione o

alla rete di trasmissione, ma è stata ad esse indirettamente connessa utilizzando la rete privata di un SDC. I punti di connessione al SDC di tali utenze sono quindi da ritenersi come punti di interconnessione virtuale fra la rete privata del SDC e la rete pubblica (punti indiretti di interconnessione). A tali utenze, quindi, virtualmente connesse alla rete dell'impresa distributrice competente nel territorio o alla rete di trasmissione nazionale, si applica la medesima regolazione vigente per le utenze direttamente connesse alle reti pubbliche, con tutti i relativi diritti ed obblighi, fatte salve eventuali diverse disposizioni definite dall'Autorità a seguito delle segnalazioni di cui al punto 6. della delibera 539/2015/R/eel;

- gg) **utenza della rete pubblica:** un'utenza, sia essa un impianto di produzione o di consumo connessa direttamente alla rete pubblica, che accede al sistema elettrico tramite la predetta rete avvalendosi, quindi, delle prestazioni del gestore di rete concessionario.

- hh) **bonus elettrico:** la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti domestici disagiati di cui all'Allegato A alla deliberazione 402/2013/R/com;
- ii) **cliente finale:** persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private;
- jj) **gruppo societario:** insieme di società tra le quali sussistono rapporti di controllo di diritto o di fatto come definiti dall'articolo 3, paragrafo 2, del regolamento (CE) 139/2004 del Consiglio del 20 gennaio 2004 e sue successive modifiche;
- kk) **impianto di produzione o impianto di produzione di energia elettrica:** l'insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica. Esso comprende l'edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l'insieme, funzionalmente interconnesso:
- delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica e
 - dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei servizi ausiliari di impianto e dei trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

L'interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione;

- ll) **potenza attiva nominale di un gruppo di generazione:** la somma aritmetica delle potenze nominali attive dei generatori elettrici principali, compresi quelli di riserva, di cui è composto il gruppo di generazione. Nel solo caso in cui uno o più alternatori siano azionabili alternativamente e singolarmente da un unico motore primo, ai fini del calcolo della potenza attiva nominale del gruppo, si considera il solo alternatore di potenza maggiore;
- mm) **potenza di un impianto** ai fini del presente provvedimento:
- per gli impianti fotovoltaici, la somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite dalle rispettive norme di prodotto;
 - per gli altri impianti, la somma delle potenze attive nominali dei gruppi di generazione che costituiscono l'impianto;
- nn) **produttore di energia elettrica o produttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione;
- oo) **unità di consumo (UC):** insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa coincide con la singola unità immobiliare o con l'insieme costituito dalla singola unità immobiliare e dalle sue relative pertinenze qualora insistenti sulla medesima particella catastale o su particelle catastali contigue. Il predetto insieme può anche coincidere con un insieme di unità immobiliari non legate da un vincolo pertinenziale a condizione che ricorrano entrambe le seguenti condizioni:
- sono unità immobiliari localizzate su particelle catastali contigue in un unico sito produttivo e nella piena disponibilità della medesima persona giuridica;
 - sono unità immobiliari utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate in via esclusiva alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio. Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3 del TIC o di cui all'articolo 9, comma 9.1, del TISSPC. Ad ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;
- pp) **unità di produzione (UP):** l'insieme di uno o più gruppi di generazione connessi alle reti pubbliche anche per il tramite di linee dirette o di SDC e

nella disponibilità di un utente del dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite da Terna nel Capitolo 4 al Codice di rete ed approvate dall'Autorità, e tali che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione;

- qq) **unità immobiliare:** l'unità immobiliare come definita dalle norme in materia catastale, dotata di propria autonomia funzionale e reddituale;
- rr) **utente del dispacciamento:** il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione 111/06.

1.2 Ai fini del presente provvedimento vengono utilizzati i seguenti acronimi:

- a) **Cassa:** la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- b) **GAUDÌ:** il sistema di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all'articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, e alla deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10;
- c) **GSE o Gestore dei Servizi Energetici:** la società Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- d) **SII:** Sistema Informativo Integrato di cui alla legge 129/10;
- e) **Terna:** la società Terna S.p.A. che opera, ai sensi dell'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11, come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99;
- f) **TIBEG o Testo Integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, come successivamente modificato e integrato;
- g) **TIC o Testo Integrato Connessioni:** Allegato C alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
- h) **TICA o Testo Integrato delle Connessioni Attive:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;
- i) **TICOOP o Testo Integrato delle Cooperative:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel, come successivamente modificato e integrato;
- j) **TIMOE o Testo Integrato Morosità Elettrica:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2015, 258/2015/R/com;
- k) **TIME o Testo Integrato Misura Elettrica:** Allegato B alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
- l) **TIQE 2012-2015 o Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia Elettrica per il**

- periodo di regolazione 2012-2015:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, come successivamente modificato e integrato;
- m) **TIQV o Testo Integrato della Qualità della Vendita:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, come successivamente modificato e integrato;
 - n) **TIS o Testo Integrato Settlement:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato;
 - o) **TISP o Testo Integrato Scambio sul Posto:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, come successivamente modificato e integrato;
 - p) **TISSPC o Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, come successivamente modificato e integrato;
 - q) **TIT o Testo Integrato Trasporto:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato;
 - r) **TIUC o Testo Integrato Unbundling Contabile:** Allegato A alla deliberazione 231/2014/R/com;
 - s) **TIUF o Testo Integrato Unbundling Funzionale:** Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com;
 - t) **TIV o Testo Integrato Vendita:** Allegato A alla deliberazione 301/2012/R/eel.

Articolo 2

Finalità

- 2.1 Il presente provvedimento persegue le seguenti finalità:
- a) dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 30, comma 27, e dall'articolo 33 della legge 99/09 in relazione, rispettivamente, alle altre reti private e alle reti interne di utenza, nonché alle disposizioni del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, all'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 193/11 e all'articolo 24 del decreto legge 91/14 come convertito dalla legge 116/14;
 - b) completare il quadro definitorio in materia di reti elettriche e sistemi di distribuzione chiusi identificando le diverse tipologie di sistemi ammissibili sulla base della normativa primaria esistente. Ciò al fine di identificare gli assetti impiantistici entro cui l'attività di trasporto di energia elettrica tramite collegamenti privati si configura come attività di distribuzione e le casistiche in cui tale attività di distribuzione è compatibile con le attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica su rete pubblica svolte dai gestori di rete concessionari;
 - c) assicurare parità di trattamento, imparzialità e trasparenza nell'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita a tutti gli utenti dei sistemi di distribuzione chiusi.

Articolo 3

Oggetto

- 3.1 Con il presente provvedimento viene definita la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi e sono disciplinate le modalità di applicazione a tali reti delle disposizioni in materia di:
- a) erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, come regolati dal TIT;
 - b) erogazione dei servizi di misura dell'energia elettrica come regolati dal TIME e dalla deliberazione 595/2014/R/eel;
 - c) erogazione del servizio di connessione, come regolato dal TIC e dal TICA;
 - d) sistemi semplici di produzione e consumo di cui al TISSPC;
 - e) regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQE 2012-2015 e dalla deliberazione ARG/elt 197/11;
 - f) regolazione della qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQV;
 - g) codice di condotta commerciale, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione ARG/com 104/10;
 - h) erogazione del servizio di dispacciamento, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dal TIS;
 - i) erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica, di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, 73/07, come regolati dal TIV;
 - j) scambio sul posto, come regolato dal TISP;
 - k) incentivi per la produzione di energia elettrica tramite impianti da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento di cui ai decreti legislativi 79/99, 387/03, 20/07, 28/11, nonché alle leggi 239/04, 222/07 e 244/07;
 - l) ritiro dedicato, come regolato dalla deliberazione 280/07;
 - m) bonus elettrico, come regolato dal TIBEG;
 - n) separazione contabile e funzionale, come regolate dal TIUC e dal TIUF;
 - o) disciplina del recesso dei clienti finali dai contratti di fornitura, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 144/07;
 - p) disciplina della morosità, come regolata dal TIMOE;
 - q) codice di rete tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica di cui alla deliberazione 268/2015/R/eel.

Articolo 4

Principi generali

- 4.1 Ai fini del presente provvedimento sono individuate le seguenti categorie di sistemi di distribuzione chiusi (SDC):

- a) le reti interne di utenza (RIU);
 - b) gli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) in cui rientrano le altre reti private di cui all'articolo 30, comma 27, della legge 99/09.
- 4.2 Al gestore del SDC e ai soggetti facenti capo a tali sistemi si applicano tutte le disposizioni dell'Autorità afferenti all'accesso e all'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, ivi incluse quelle richiamate a titolo meramente esemplificativo e non esaustivo al comma 3.1, salvo quanto diversamente disposto dal presente provvedimento.

PARTE II

DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI NEL CASO DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI

TITOLO I DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 5

Ambito territoriale di un SDC

- 5.1 L'ambito territoriale su cui ciascun gestore di un SDC può esercitare l'attività di trasporto di energia elettrica è circoscritto ai limiti territoriali del sito su cui insisteva il SDC alla data del 15 agosto 2009. Tali limiti sono individuati sulla base dei criteri di cui ai commi 5.2 e 5.3.
- 5.2 La presenza, alla data del 15 agosto 2009, di opportune delimitazioni come muri di cinta o recinzioni che permettano di perimetrare il sito industriale, commerciale o di servizi cui è asservito il SDC costituiscono elemento funzionale all'individuazione delle particelle catastali ivi ricomprese costituenti l'ambito territoriale su cui insiste un SDC.
- 5.3 Qualora non vi siano muri di cinta o recinzioni, il perimetro del SDC è definito:
- a) dall'insieme delle particelle catastali su cui insistevano le diverse utenze ad essa già connesse alla data del 15 agosto 2009,
 - b) dalle particelle catastali interessate dalla sola presenza della rete privata, e non anche da utenze della medesima, qualora tali particelle siano ricomprese nel sito industriale, commerciale o di servizi cui è asservito il SDC alla data del 15 agosto 2009.
- 5.4 Ai fini di quanto sopra:

- a) eventuali modifiche delle particelle catastali per effetto di frazionamenti o fusioni effettuate successivamente al 15 agosto 2009 non sono ritenute valide ai fini della ricomprensione di nuovi terreni/edifici nell'ambito del SDC;
 - b) sono ricomprese nel perimetro del SDC anche le particelle catastali su cui insistono unità di produzione o unità immobiliari con connessione alla rete privata disattivata, ma che erano parte integrante del SDC prima del 15 agosto 2009.
- 5.5 Nel caso di siti industriali, commerciali o di servizi, tra loro non contigui, con utenze connesse al medesimo SDC, non possono essere considerate utili ai fini della collocazione di eventuali utenze da ricomprendere nel SDC le particelle catastali ove insistono le porzioni di rete privata appartenente al SDC aventi la sola funzione di collegamento elettrico tra i diversi siti.

Articolo 6

Utenti e utenze connettabili ad un SDC

- 6.1 Tutte le utenze che sorgono su particelle catastali rientranti all'interno dell'ambito territoriale di un SDC sono utenze connettabili al predetto SDC a condizione che la loro inclusione nell'ambito di tale sistema non pregiudichi i requisiti previsti dalla definizione di SDC e, nel solo caso delle RIU, anche i requisiti di cui al comma 6.2. Rientrano tra le utenze connettabili anche le utenze realizzate all'interno dell'ambito territoriale del SDC e i cui utenti siano nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC.
- 6.2 In aggiunta a quanto previsto al comma 6.1, nel solo caso di una RIU, eventuali interventi di realizzazione di nuove unità di produzione e/o di consumo o di potenziamento, rifacimento, dismissione e riattivazione di unità di produzione e/o di consumo che siano risultate tra le utenze della RIU alla data del 15 agosto 2009 possono essere ammessi purché rispettino i requisiti di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 e di cui alla deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche e integrazioni.
- 6.3 Le utenze che non rispettano i requisiti di cui ai commi 6.1 e 6.2 non possono essere connesse a un SDC. Esse devono richiedere la connessione al gestore di rete concessionario secondo la regolazione dell'Autorità vigente in materia (TICA o TIC). In tali casi il gestore di rete concessionario procede nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione, mediante una delle tre seguenti modalità:
- la realizzazione di una nuova connessione diretta alla rete pubblica;
 - l'attivazione delle forme di coordinamento tra gestori di rete previste dalla regolazione vigente;

- l'utilizzo, da parte del medesimo gestore di rete concessionario, della rete del SDC a cui l'utente è già connesso. In tali casi, il gestore del SDC ha l'obbligo di mettere a disposizione la rete dal medesimo gestita solo nei casi in cui essa sia una rete con obbligo di messa a disposizione, come definita al comma 1.1, lettera p). L'utilizzo della rete elettrica afferente al SDC da parte del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio viene disciplinato nell'ambito dell'apposita convenzione tra le parti di cui ai punti 4. e 5. della deliberazione 539/2015/R/eel.
- 6.4 Le utenze che non rispettano i requisiti di cui al comma 6.1, oltre al comma 6.2 nel caso delle RIU, devono diventare utenze della rete pubblica entro il 31 dicembre 2016. In tali casi il gestore di rete concessionario procede nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione, secondo le medesime modalità di cui al comma 6.3.

Articolo 7

Obbligo di libero accesso al sistema elettrico

- 7.1 Un SDC è una rete con obbligo di libero accesso al sistema elettrico. Tale obbligo si esplica garantendo ad ogni utente di un SDC, in alternativa:
- a) l'accesso al solo libero mercato elettrico e la possibilità di poter usufruire di un'impresa di vendita diversa da quella storicamente operante nel SDC, pur rimanendo un utente del SDC;
 - b) l'accesso al sistema elettrico in tutte le sue parti divenendo a tutti gli effetti un utente della rete pubblica (garanzia di usufruire del trattamento tariffario vigente sulle reti pubbliche, delle regole tecniche di connessione su di esse previste, nonché di tutti gli altri servizi su di esse previsti obbligatoriamente, ivi incluso l'accesso al libero mercato).
- 7.2 Nel caso di cui al comma 7.1, lettera a), il libero accesso al sistema elettrico può essere garantito senza modificare la connessione.
- 7.3 Nel caso di cui al comma 7.1, lettera b), il libero accesso al sistema elettrico può essere garantito, sulla base di scelte operate dal gestore di rete concessionario nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione, secondo le medesime modalità di cui al comma 6.3.
- 7.4 Qualora un utente connettibile scelga di diventare utente della rete pubblica, ai sensi del comma 7.1, lettera b) e qualora il gestore di rete concessionario realizzi, conseguentemente, una nuova connessione in media o alta tensione, i corrispettivi per la connessione, in deroga alla regolazione di cui al TIC e/o al TICA, sono posti pari ai costi standard per la connessione, opportunamente documentati, in luogo degli eventuali corrispettivi forfetari.

Articolo 8

Obbligo di connessione di terzi

- 8.1 Un SDC è una rete con obbligo di connettere le sole utenze che, ai sensi dell'articolo 6 del presente provvedimento, rientrano tra quelle connettabili al medesimo SDC.

Articolo 9

Registri dei SDC e criteri di aggiornamento

- 9.1 Sono istituiti presso l'Autorità i seguenti registri dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC):
- a) il registro delle Reti Interne di Utenza (RIU) coincidente con la tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni;
 - b) il registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).
- 9.2 I gestori degli ASDC, entro 90 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, inviano al gestore della rete pubblica su cui insiste il punto di interconnessione principale, all'impresa distributrice concessionaria responsabile sul territorio su cui insiste la maggior parte della rete privata, e per conoscenza all'Autorità, una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, predisposta utilizzando il formato riportato nell'*Allegato 1* al presente provvedimento, contenente almeno le seguenti informazioni:
- a) codice distributore rilasciato da Terna ai sensi del comma 17.4;
 - b) tipologia di ASDC, specificando se si tratta di aeroporto, stazione ferroviaria, centro commerciale, area industriale, ecc.;
 - c) dati anagrafici e fiscali del gestore della rete elettrica;
 - d) dati anagrafici e fiscali del proprietario della rete elettrica;
 - e) personale di riferimento del predetto gestore;
 - f) comune/i e provincia/e il cui territorio è interessato dalla presenza della rete elettrica;
 - g) elementi necessari per identificare l'ambito territoriale dell'ASDC alla data del 15 agosto 2009, nel rispetto di quanto riportato nel presente provvedimento, allegando l'estratto di mappa catastale relativo ai terreni su cui insiste la rete privata;
 - h) indicazione, per ciascun livello di tensione e con riferimento alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, del:
 - numero e tipologia delle unità di consumo connesse alla rete e ragione sociale del relativo cliente finale;
 - elenco delle unità di produzione di energia elettrica connesse alla rete e ragione sociale del relativo soggetto responsabile (produttore);
 - numero, localizzazione e livello di tensione dei punti di connessione con le reti pubbliche e relativo POD;

- i) schema unifilare della rete privata, ivi incluso lo schema dell'impianto elettrico per la connessione della rete privata alla rete pubblica indicante i confini di proprietà degli impianti, con l'indicazione dei livelli di tensione, nonché dei punti di connessione delle unità di produzione e di consumo alla medesima rete privata;
 - j) elementi necessari per classificare gli utenti connessi all'ASDC tra gli utenti connettibili come definiti ai sensi del presente provvedimento (con riferimento alla definizione di SDC e all'articolo 6).
- 9.3 Le imprese distributrici di cui al comma 9.2, entro 150 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, trasmettono all'Autorità la sintesi delle informazioni di cui al medesimo comma sulla base dello schema di cui all'Allegato 2, dopo averne verificato la completezza e dopo aver richiesto ai gestori degli ASDC eventuali informazioni aggiuntive finalizzate alla corretta identificazione, tra gli ASDC, delle reti elettriche gestite dai medesimi.
- 9.4 I gestori di SDC non ancora classificati tra le RIU che ritengono di possedere i requisiti necessari a far rientrare la rete dai medesimi gestita tra le RIU ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 sono tenuti a presentare l'apposita richiesta entro il 30 giugno 2016, secondo le medesime modalità di cui alla deliberazione ARG/elt 175/09 e allegando anche le informazioni necessarie per identificare l'ambito territoriale di cui all'articolo 5 e le utenze connettibili di cui all'articolo 6. Oltre tale termine nessun SDC potrà essere ricompreso nel registro delle RIU di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni.
- 9.5 I gestori delle RIU di cui alla Tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 inviano all'Autorità, entro 90 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, l'aggiornamento, eventualmente intercorso e non ancora comunicato, dei dati caratteristici della propria rete.
- 9.6 Ai fini dell'istituzione dei registri di cui al comma 9.1, l'Autorità può richiedere elementi e informazioni ulteriori rispetto a quelli già disponibili (in relazione alle RIU) e a quelli resi disponibili per il tramite di Terna e delle imprese distributrici (in relazione agli ASDC).
- 9.7 Con successiva determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione e del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità verranno definite le modalità di continuo aggiornamento, da parte dei gestori delle RIU e degli ASDC, dei dati e delle informazioni inserite nei registri di cui al comma 9.1.
- 9.8 Entro 60 giorni dal termine di cui al comma 9.3 e sulla base delle informazioni pervenute ai sensi del medesimo comma, l'Autorità pubblica il Registro degli ASDC.

Articolo 10

Diritti e obblighi del gestore di un SDC

- 10.1 Il gestore del SDC è il titolare della rete privata che collega le diverse utenze del SDC o un suo mandatario ed agisce come unico gestore della medesima rete. Tale gestore è anche titolare dei punti di interconnessione del SDC alla rete di trasmissione nazionale o alle reti di proprietà delle imprese distributrici. Tale soggetto può essere diverso dai clienti finali e dai produttori connessi alla rete privata e non è titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.
- 10.2 Il gestore del SDC è responsabile della gestione in sicurezza della propria rete, nonché della sicurezza di persone e cose in relazione all'attività svolta.
- 10.3 Al gestore del SDC si applicano tutte le disposizioni dell'Autorità afferenti le imprese distributrici, ad eccezione di quanto previsto dai commi successivi.
- 10.4 Al gestore del SDC si applicano gli obblighi di controllo e vigilanza ai fini di garantire il rispetto della regolazione dell'Autorità da parte degli utenti della propria rete.
- 10.5 Il gestore del SDC, nel caso in cui metta a disposizione le infrastrutture del SDC per l'esercizio del pubblico servizio di distribuzione e/o trasmissione (su base volontaria ovvero per specifico obbligo nei casi in cui il SDC sia una rete con obbligo di messa a disposizione) e per garantire il diritto di libero accesso al sistema elettrico secondo le modalità di cui al comma 7.1, lettera b), sigla con il gestore di rete concessionario l'apposita convenzione tra le parti di cui ai punti 4. e 5. della deliberazione 539/2015/R/eel.
- 10.6 Il gestore del SDC, in relazione agli obblighi in materia di separazione contabile di cui al TIUC e di separazione funzionale di cui al TIUF, è equiparato a un esercente il servizio di distribuzione dell'energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo.
- 10.7 Il gestore del SDC è obbligato a connettere alla sua rete tutti gli utenti connettabili che lo richiedono.
- 10.8 Il gestore del SDC è tenuto a fornire a Terna, secondo modalità dalla medesima definite, i dati necessari ai fini della corretta erogazione del servizio di dispacciamento. Il medesimo gestore è altresì tenuto a consentire a Terna, secondo modalità dalla medesima definite, la telelettura dei misuratori atti a rilevare l'energia elettrica immessa nel SDC dagli impianti di produzione ad esso connessi.
- 10.9 Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione, ai propri utenti, dei corrispettivi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura definiti dall'Autorità. Il gestore del SDC definisce corrispettivi autonomi per la remunerazione dei servizi dal medesimo erogati, secondo criteri trasparenti, non discriminatori, proporzionati ai costi del servizio erogato e coerenti con quanto disposto dal

presente provvedimento. Sono fatti salvi i poteri dell'Autorità di vigilanza e di intervento a tutela degli utenti nel caso di condotte lesive poste in essere dal gestore del SDC.

- 10.10 Il gestore del SDC non è ammesso ai meccanismi di riconoscimento dei costi per i servizi di trasmissione e di distribuzione, né ai regimi di perequazione previsti per i gestori di rete concessionari, ivi inclusi quelli di cui agli articoli 23 e 24 del TIV.
- 10.11 Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione del TIQE e della deliberazione ARG/elt 197/11 in relazione ai propri utenti. In relazione ad essi, le responsabilità dell'impresa distributrice concessionaria competente e di Terna (per quanto applicabile) in relazione alla qualità del servizio sono limitate al punto di interconnessione tra la rete privata del SDC e la rete pubblica.

TITOLO II

DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI NEI PUNTI DI INTERCONNESSIONE E NEI PUNTI INDIRETTI DI INTERCONNESSIONE DI UN SDC ALLA RETE PUBBLICA

Articolo 11

Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di interconnessione e dei punti indiretti di interconnessione di un SDC alla rete pubblica e relative anagrafiche

- 11.1 I punti di interconnessione tra la rete del SDC e la rete pubblica sono equiparati, a fini regolatori, ai punti di interconnessione fra reti di distribuzione e/o di trasmissione.
- 11.2 L'impresa distributrice concessionaria competente nel territorio attribuisce a ciascun punto indiretto di interconnessione del SDC con la propria rete, ovvero con la rete di Terna, un identificativo nel rispetto delle disposizioni dell'articolo 14 del TIS e dell'articolo 5 del TICA, come se tale punto identificasse un punto di prelievo e/o immissione della propria rete.
- 11.3 I punti indiretti di interconnessione tra rete pubblica e rete del SDC, a fini identificativi e in relazione alle relative anagrafiche, sono gestiti da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie secondo le medesime modalità applicate ai punti di prelievo e/o immissione che insistono sulle rispettive reti pubbliche.

Articolo 12

Disposizioni in materia di connessione alla rete pubblica di un SDC

- 12.1 Le richieste di connessione alla rete pubblica di un SDC o di modifica della connessione esistente (aventi ad oggetto l'adeguamento della connessione in punti di interconnessione esistenti o la realizzazione di nuovi punti di interconnessione), presentate dal gestore di un SDC, devono essere trattate dal gestore della rete pubblica applicando le condizioni tecniche ed economiche previste dal TICA per

la connessione di impianti di produzione da fonti non rinnovabili, nonché prevedendo la possibilità, per il gestore del SDC, di usufruire della facoltà di realizzazione in proprio di cui agli articoli 16 e 30 del TICA.

Articolo 13

Disposizioni relative alla connessione a un SDC di un'utenza della rete pubblica

- 13.1 Le richieste di connessione da parte di utenti non connettabili presenti nel territorio su cui insiste il SDC devono essere presentate al gestore di rete concessionario competente nel territorio, secondo quanto previsto dal TICA o dal TIC.
- 13.2 In relazione alle domande di cui al comma 13.1, il gestore di rete concessionario competente nel territorio provvede alla connessione diretta alla propria rete o attiva le forme di coordinamento previste dalla regolazione vigente, ovvero richiede al gestore del SDC di procedere alla connessione, nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione. In questi ultimi casi, il gestore del SDC ha l'obbligo di mettere a disposizione la rete dal medesimo gestita solo nei casi in cui essa sia una rete con obbligo di messa a disposizione, come definita al comma 1.1, lettera p). L'utilizzo della rete elettrica afferente al SDC da parte del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio viene disciplinato nell'ambito dell'apposita convenzione tra le parti di cui ai punti 4. e 5. della deliberazione 539/2015/R/eel.

Articolo 14

Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione

- 14.1 Ai fini della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione di un SDC alla rete pubblica si applicano le disposizioni di cui all'articolo 7 del TIME, nonché le disposizioni in materia previste dal Codice di rete di Terna.
- 14.2 In relazione ai punti di interconnessione:
- a) il soggetto responsabile dell'attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il medesimo soggetto di cui all'articolo 4, comma 4.1, lettere d) o e), del TIME;
 - b) il soggetto responsabile delle attività di raccolta e di validazione e registrazione dei dati di misura è il medesimo soggetto di cui all'articolo 4, comma 4.5, lettere c) o d), del TIME.
- Per le finalità del presente comma, il gestore del SDC è equiparato all'impresa distributrice richiamata dal TIME.

- 14.3 In relazione ai punti indiretti di interconnessione:

- a) il soggetto responsabile dell'attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il medesimo soggetto di cui all'articolo 4, comma 4.1, lettere a), b) o c), del TIME;
- b) il soggetto responsabile delle attività di raccolta e di validazione e registrazione dei dati di misura è il medesimo soggetto di cui all'articolo 4, comma 4.5, lettere a) o b), del TIME.

Per le finalità del presente comma, il gestore di rete ovvero l'impresa distributrice richiamati dal TIME è il gestore di rete concessionario responsabile, ai sensi del TICA o del TIC, dell'erogazione del servizio di connessione.

- 14.4 Per le finalità di cui al presente articolo, il soggetto responsabile del servizio di misura procede a programmare le apparecchiature di misura e a trattare i relativi dati di misura sulla base delle disposizioni normative vigenti per i punti di interconnessione tra reti pubbliche, anche nel caso dei punti di interconnessione o punti indiretti di interconnessione in bassa tensione.
- 14.5 Fermo restando quanto previsto al comma 14.4:
- a) in relazione ai punti di interconnessione, il gestore del SDC riconosce al soggetto responsabile delle attività di raccolta e di validazione e registrazione dei dati di misura i corrispettivi di cui alle tabelle 3 e 4 del TIME;
 - b) in relazione ai punti indiretti di interconnessione, l'utente della rete pubblica riconosce, in relazione al livello di tensione a cui l'utente stesso è connesso, alla tipologia di utente e alla potenza contrattuale:
 - il corrispettivo di cui alla tabella 2 del TIME al soggetto responsabile dell'attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura;
 - i corrispettivi di cui alle tabelle 3 e 4 del TIME al soggetto responsabile delle attività di raccolta e di validazione e registrazione dei dati di misura.
- 14.6 I responsabili delle attività di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica relative ai punti di interconnessione del SDC alla rete pubblica e ai punti indiretti di interconnessione mettono a disposizione del gestore del SDC e dei singoli utenti connessi su tali punti i relativi dati di misura secondo modalità concordate tra le parti.
- 14.7 I soggetti responsabili dell'installazione e della manutenzione dei misuratori ai sensi della regolazione vigente prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento continuano a mantenere tale responsabilità, occupandosi della manutenzione dei misuratori già installati, finché non si renda necessaria la loro sostituzione. Tale sostituzione dovrà essere operata dal nuovo responsabile, come individuato dal presente provvedimento. In tali casi, il gestore del SDC riconosce al soggetto responsabile delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori i corrispettivi di cui alla tabella 2 del TIME.

Articolo 15

Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione

- 15.1 Ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di trasmissione e di distribuzione tra il gestore del SDC e il gestore della rete pubblica in relazione all'energia elettrica scambiata tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione tra la rete pubblica e la rete privata del SDC, si applica quanto previsto dagli articoli 16, 17 e 18 del TIT. Per le predette finalità, ai punti indiretti di interconnessione relativi ad impianti di produzione i cui prelievi dalla rete privata del SDC sono a esclusivo utilizzo dei servizi ausiliari dell'impianto medesimo non si applica quanto previsto all'articolo 18 del TIT.
- 15.2 L'applicazione degli articoli 16, 17 e 18 del TIT all'energia elettrica scambiata nei punti indiretti di interconnessione avviene con le seguenti convenzioni:
- a) le immissioni di energia elettrica dai suddetti punti nella rete privata sono trattate come prelievi del SDC dalla rete pubblica a cui è associato il medesimo punto indiretto di interconnessione;
 - b) i prelievi di energia elettrica dei suddetti punti dal SDC sono trattati come immissioni del SDC nella rete pubblica a cui è associato il medesimo punto indiretto di interconnessione.
- 15.3 Ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di trasmissione e di distribuzione per gli utenti della rete pubblica connessi nei punti indiretti di interconnessione si applica la regolazione prevista dal TIT per gli utenti della rete pubblica.

Articolo 16

Obblighi in capo ai gestori dei SDC in materia di applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC

- 16.1 Il gestore di un SDC versa a Cassa, secondo modalità e tempistiche dalla medesima definite, la quota di gettito derivante dall'applicazione delle componenti A e UC ai clienti finali utenti del SDC, calcolata secondo quanto previsto, a seconda della tipologia di SDC, dal comma 16.2 ovvero dal comma 16.4.
- 16.2 Nel caso di RIU, il gettito che il relativo gestore deve versare a Cassa ai sensi del comma 16.1 è calcolato come somma de:
- a) le componenti A e UC espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, applicate a ciascun punto di interconnessione alla rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del predetto punto;

- b) le componenti A e UC espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, applicate a ciascun punto di interconnessione alla rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del predetto punto;
- c) le componenti A, UC e MCT espresse in centesimi di euro/kWh, applicate all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione con la rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del punto di interconnessione al più alto livello di tensione. A tal fine i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS;
- d) il 5% del valore delle componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT degli oneri generali di sistema, espresse in centesimi di euro/kWh applicate, ai sensi dell'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14, all'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente della RIU. Tali componenti tariffarie sono definite in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del punto di connessione di ciascun cliente finale alla RIU. Nel caso in cui gli oneri generali di sistema abbiano valori differenziati per scaglioni di consumo, per ciascun cliente finale della RIU si considera un valore unitario pari alla media dei valori unitari relativi ai singoli scaglioni ponderata sulla quantità di energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU e afferente a ciascuno scaglione;
- e) eventuali componenti aggiuntive derivanti da maggiorazioni forfetarie relative a SEU o SEESEU presenti all'interno della RIU, calcolate secondo le modalità di cui alla deliberazione 609/2014/R/eel.

16.3 L'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente della RIU di cui al comma 16.2, lettera d), viene definita nei soli casi in cui, tra le utenze della RIU, vi siano impianti di produzione ed è pari al prodotto tra:

- a) la differenza tra:
 - l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla RIU tramite i punti di connessione relativi ad utenze della rete privata che insistono sulla rete medesima e
 - l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione tra la RIU e la rete pubblica. Tali dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS;

b) e il rapporto tra:

- il prelievo di energia elettrica della singola utenza della RIU e
- la sommatoria dei prelievi di tutte le utenze della RIU.

Ai fini del calcolo del presente rapporto, i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.

- 16.4 Nel caso di ASDC, il gettito che il relativo gestore deve versare a Cassa ai sensi del comma 16.1 è pari all'ammontare degli oneri generali applicati direttamente ai singoli utenti dell'ASDC in applicazione dell'articolo 21.
- 16.5 Per le finalità di cui al presente articolo, Cassa, ai fini delle proprie verifiche, acquisisce dal gestore di ciascun SDC, dalle imprese distributrici concessionarie interessate e da Terna le anagrafiche dei punti di interconnessione, dei punti indiretti di interconnessione e dei punti di connessione degli utenti di ciascun SDC, nonché i relativi dati di misura.
- 16.6 Ai fini dell'applicazione del presente articolo si applicano le medesime convenzioni di cui al comma 15.2.

TITOLO III

DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI PER GLI UTENTI DI UN SDC

Articolo 17

Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di prelievo e/o di immissione presenti in un SDC e relative anagrafiche

- 17.1 Il gestore del SDC, per le finalità di cui al presente articolo e in relazione ai propri utenti, è responsabile dell'attuazione di quanto previsto per le imprese distributrici dall'articolo 14 del TIS, dall'articolo 5 del TICA e dai provvedimenti aventi ad oggetto il Sistema Informativo Integrato (SII).
- 17.2 Per le finalità di cui al comma 17.1, Terna, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, provvede ad associare a ciascuna RIU presente nella tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 un codice distributore univoco e autonomo. In presenza di aggiornamenti successivi della predetta tabella, il termine di cui al primo periodo decorrerà dalla data di pubblicazione del provvedimento di aggiornamento della tabella stessa.
- 17.3 Il gestore dell'ASDC richiede, per ogni ASDC dal medesimo gestito, il codice distributore a Terna prima di presentare, secondo le modalità di cui ai commi 9.2 e 9.3, richiesta di censimento al relativo registro.

- 17.4 Terna, per le finalità di cui al presente articolo, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, definisce le modalità per la richiesta del codice distributore da parte dei gestori degli ASDC.

Articolo 18

Disposizioni in materia di connessione di un'utenza di un SDC

- 18.1 Il gestore di un SDC può connettere autonomamente alla propria rete le sole utenze connettabili.
- 18.2 Per le finalità di cui al comma 18.1, il gestore del SDC definisce autonome condizioni tecniche ed economiche garantendo il rispetto delle seguenti disposizioni:
- a) le regole tecniche di connessione valide per la rete pubblica ed in particolare le Norme CEI 0-16, CEI 0-21 e il Codice di rete di Terna, nonché le deliberazioni dell'Autorità atte a rendere conformi a tali norme gli impianti di consumo e di produzione già in esercizio alla data di entrata in vigore delle predette norme o dei relativi aggiornamenti;
 - b) la necessità di attivare la connessione alla rete privata solo a seguito della verifica dell'avvenuta sottoscrizione da parte dell'utente dei contratti di trasporto e dispacciamento;
 - c) la normativa in materia di registrazione degli impianti di produzione sul sistema GAUDÌ, nonché degli obblighi che tale normativa impone sui produttori e sui gestori delle reti cui i relativi impianti sono connessi;
 - d) nel caso di un impianto di produzione, la necessità che l'attivazione della connessione avvenga solo a seguito dell'avvenuto completamento sul sistema GAUDÌ dell'iter di connessione previsto dal TICA.
- 18.3 Ogni produttore è soggetto a tutti gli obblighi di natura anagrafica e commerciale necessari a qualificare nel mercato l'impianto e le sue unità di produzione e a permettere l'attivazione stessa della connessione. Pertanto, ciascun produttore è tenuto a effettuare la registrazione degli impianti di produzione e delle relative UP in GAUDÌ, secondo le tempistiche e le modalità previste dalla regolazione vigente e a comunicare l'avvenuta attestazione al gestore del SDC cui l'impianto è o sarà connesso.
- 18.4 In caso di richieste di connessione relative a utenze non connettabili, il gestore del SDC comunica al richiedente l'impossibilità di poter procedere alla connessione e la necessità da parte del richiedente di presentare la predetta richiesta al gestore di rete concessionario competente ai sensi del TIC e/o del TICA. Resta impregiudicata per il gestore del SDC la possibilità o l'obbligo (nei soli casi di SDC con obbligo di messa a disposizione) di connettere alla propria rete un'utenza della rete pubblica nei casi in cui il gestore di rete concessionario lo richieda.

Articolo 19

Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata per un utente di un SDC

- 19.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata nei punti di connessione delle utenze del SDC, il gestore del SDC definisce modalità tecniche, economiche e procedurali autonome, anche in deroga a quanto previsto dalla regolazione generale del TIME, del TISSPC e della deliberazione 595/2014/R/eel, fatto salvo quanto segue:
- a) in ciascun punto di connessione di un'utenza del SDC devono essere installate apparecchiature di misura conformi alle disposizioni normative e regolatorie vigenti sulla rete pubblica per punti di connessione al medesimo livello di tensione e della medesima tipologia, fermo restando quanto previsto al comma 19.2. A tal fine è responsabilità del gestore del SDC assicurarsi che l'installazione delle apparecchiature di misura sia fatta in conformità con la regolazione vigente e con quanto indicato nel presente provvedimento;
 - b) la programmazione delle apparecchiature di misura di cui alla lettera a) e il trattamento dei relativi dati di misura deve essere fatto sulla base delle disposizioni previste dal TIS, dal TIV e dal Codice di rete per i punti di connessione alla rete pubblica al medesimo livello di tensione e della medesima tipologia, fermo restando quanto previsto al comma 19.2;
 - c) la responsabilità della raccolta e della validazione e registrazione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata tramite i punti di connessione di cui alla lettera a) è posta in capo al gestore del SDC che ottempera agli obblighi informativi e di trasmissione dei dati di misura previsti in capo al responsabile del predetto servizio dalla regolazione generale vigente;
 - d) il gestore del SDC, al fine di definire gli algoritmi di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata da ciascuna utenza della rete privata, nonché gli allegati 5 al Codice di rete, si coordina con Terna in tutti i casi in cui la rete privata sia connessa alla RTN o ad una rete in AT o nel caso in cui alla rete del SDC sia connessa una unità di produzione abilitata.
- 19.2 In deroga a quanto previsto dalla regolazione vigente, il gestore del SDC installa misuratori orari anche nel caso di utenti con potenza disponibile fino a 55 kW, prevedendo anche per i medesimi il trattamento orario dei relativi dati di misura.

Articolo 20

Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione per le utenze di un SDC

- 20.1 Ciascun utente di un SDC, o un suo mandatario senza rappresentanza, è tenuto a siglare il contratto di trasporto con il gestore del SDC. Tale contratto è

differenziato in base alla tipologia di utenza secondo quanto previsto al comma 2.2 del TIT.

- 20.2 In relazione alla regolazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione per gli utenti del SDC, il gestore del SDC può applicare condizioni tecnico-economiche autonome e diverse dalle tariffe fissate dall'Autorità. In tale ambito, il gestore del SDC può provvedere a recuperare anche i costi sostenuti in applicazione di quanto previsto all'articolo 15 del presente provvedimento, nonché gli investimenti e i costi sostenuti per la gestione e manutenzione della rete privata del SDC.
- 20.3 Per ciascuna utenza in prelievo della propria rete, il gestore del SDC fattura all'impresa di vendita titolare del relativo contratto di trasporto e dispacciamento i corrispettivi di cui al comma 20.2, nonché gli oneri generali di sistema che, ai sensi dell'articolo 21, sono imputabili alla predetta utenza, secondo le modalità e le tempistiche previste dalla regolazione generale.

Articolo 21

Modalità di applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC

- 21.1 Il gestore di una RIU calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto secondo quanto previsto all'articolo 20. A tal fine:
- a) l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui al comma 16.2, lettera a), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti della RIU utilizzando come pesi i corrispettivi che sarebbero stati applicati ai singoli clienti finali sulla base del livello di tensione del punto di connessione della relativa utenza alla RIU;
 - b) l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui al comma 16.2, lettera b), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti della RIU in modo proporzionale alla potenza impegnata nel punto di connessione della relativa utenza alla RIU;
 - c) l'ammontare complessivo relativo alle componenti di cui al comma 16.2, lettera c), viene ripartito fra tutti i clienti finali utenti della RIU in modo proporzionale ai prelievi di energia elettrica dalla RIU misurati sul punto di connessione della relativa utenza alla RIU. A tal fine i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS;
 - d) in relazione alle componenti di cui al comma 16.2, lettere d) ed e), provvede, invece, ad applicare l'importo che ai sensi del predetto comma è associato al singolo utente.
- 21.2 Nel caso dei clienti finali utenti di un ASDC, il gestore dell'ASDC calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli

clienti finali utenti della propria rete e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto secondo quanto previsto all'articolo 20. A tal fine il gestore del SDC applica i corrispettivi relativi alle componenti A, UC e MCT di cui al TIT in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del punto di connessione di ciascun utente alla rete del SDC.

Articolo 22

Disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di utenze di un SDC

- 22.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento agli utenti dei SDC, si applica la regolazione vigente per gli utenti della rete pubblica. La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento e trasporto è condizione necessaria per immettere e/o prelevare energia elettrica nella rete del SDC. L'applicazione delle disposizioni in materia di dispacciamento avviene in relazione all'energia elettrica immessa e prelevata da ciascun utente attraverso il punto di connessione della propria utenza alla rete del SDC.
- 22.2 All'energia elettrica immessa e prelevata dagli utenti del SDC nei rispettivi punti di connessione alla rete del SDC si applicano i coefficienti di perdita convenzionali previsti dall'articolo 76, comma 76.1, lettere a) e b), del TIS in relazione al livello di tensione del punto di connessione dell'utenza del SDC alla predetta rete privata.

Articolo 23

Disposizioni per l'erogazione del servizio di vendita di energia elettrica nel caso di un cliente finale di un SDC

- 23.1 Le società di vendita, ai fini della fatturazione ai propri clienti, qualora utenti di un SDC, applicano le medesime modalità e tempistiche di fatturazione previste dalla regolazione generale, tenendo conto di quanto previsto dagli articoli 19, 20, 21 e 22 del presente provvedimento.
- 23.2 A parziale deroga di quanto previsto dal comma 23.1, le imprese di vendita, nel solo caso di utenti del SDC connessi in bassa tensione, non sono tenute ad applicare quanto previsto dai provvedimenti relativi alla "Bolletta 2.0" di cui alla deliberazione 501/2014/R/com.
- 23.3 Ai clienti finali di un SDC si applica quanto previsto dal TIQV, ponendo in capo al gestore del SDC le attività poste dal TIQV in capo all'impresa distributrice.
- 23.4 Per gli utenti dei SDC trova applicazione la regolazione vigente in materia di *switching* di cui alla deliberazione 487/2015/R/eel. In tal caso le attività che la

predetta deliberazione pone in capo all'impresa distributrice sono assegnate al gestore del SDC.

Articolo 24

Disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela e di salvaguardia nel caso di un cliente finale di un SDC

- 24.1 Il cliente finale di un SDC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 8, comma 8.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di maggior tutela.
- 24.2 Il cliente finale di un SDC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 28, comma 28.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di salvaguardia.
- 24.3 Il diritto di accesso ai servizi di cui ai commi 24.1 e 24.2 può essere esercitato esclusivamente, qualora ne ricorrano le condizioni, dal cliente finale in via diretta.
- 24.4 Coerentemente con quanto previsto dall'articolo 23, gli esercenti la maggior tutela e la salvaguardia, ai fini della fatturazione ai propri clienti, qualora utenti di un SDC, applicano le medesime modalità e tempistiche di fatturazione previste dalla regolazione generale, nonché la regolazione inerente la contabilizzazione dei consumi, tenendo conto di quanto previsto dagli articoli 19, 20, 21 e 22 del presente provvedimento.

Articolo 25

Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale di un SDC

- 25.1 In caso di morosità di un cliente finale, utente di un SDC, si applica quanto previsto dal TIMOE in materia. A tal fine il gestore del SDC opera come una qualsiasi altra impresa distributrice.

Articolo 26

Disposizioni in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento in un SDC

- 26.1 Agli impianti di produzione, se utenze di un SDC, si applicano le medesime disposizioni, in materia di incentivazione, previste per la generalità degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento, secondo le modalità definite dalle specifiche discipline e fermo restando quanto previsto dal comma 26.2.
- 26.2 Nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento, che risultano essere utenze di un SDC, le disposizioni in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili e/o alla cogenerazione ad alto rendimento trovano applicazione in relazione ai punti di connessione delle singole utenze alla rete del SDC.

Articolo 27

Disposizioni in materia di scambio sul posto per i clienti di un SDC

- 27.1 I clienti finali di un SDC non possono accedere al servizio di scambio sul posto. Tali clienti, al fine di usufruire del predetto servizio, devono essere qualificati come clienti della rete pubblica.

Articolo 28

Disposizioni in materia di bonus elettrico per i clienti di un SDC

- 28.1 I clienti finali presenti in un SDC possono usufruire del *bonus* elettrico con le medesime modalità di cui al TIBEG.

Articolo 29

Disposizioni in materia di unbundling

- 29.1 In relazione agli obblighi in materia di separazione contabile di cui al TIUC e di separazione funzionale di cui al TIUF, il gestore di un SDC è equiparato a un esercente del servizio di distribuzione dell'energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo.

PARTE III

DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

TITOLO I

DISPOSIZIONI TRANSITORIE

Articolo 30

Disposizioni in merito all'applicazione dell'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14 alle RIU per il periodo 2015 - 2016

- 30.1 Nel caso delle RIU e per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2016, Cassa, entro il 29 febbraio 2016, definisce e, previa approvazione dell'Autorità, pubblica sul proprio sito internet le modalità secondo cui i gestori del SDC provvedono a versare alla medesima il 5% del valore delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema (A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT), espresse in centesimi di euro/kWh, applicate, ai sensi dell'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14 e secondo i criteri di cui al presente articolo, all'energia

elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica.

- 30.2 In deroga a quanto previsto al comma 30.1, nel caso delle RIU di cui all'articolo 31, le modalità e le tempistiche per l'esazione della quota di oneri generali di sistema relativi all'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica, in applicazione di quanto previsto dall'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14, vengono definite nell'ambito del procedimento di cui al comma 31.1.
- 30.3 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14, il 5% del valore delle componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT degli oneri generali di sistema, espresse in centesimi di euro/kWh è applicato, per ciascun cliente finale utente della RIU, all'energia elettrica da esso prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica e in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del punto di connessione di ciascun cliente finale alla RIU. Nel caso in cui gli oneri generali di sistema abbiano valori differenziati per scaglioni di consumo, per ciascun cliente finale della RIU si considera un valore unitario pari alla media dei valori unitari relativi ai singoli scaglioni ponderata sulla quantità di energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU e afferente a ciascuno scaglione.

Articolo 31

Disposizioni in merito al periodo 15 agosto 2009 - 31 dicembre 2016 per le RIU esercite in configurazione aperta

- 31.1 Nel caso di RIU esercite in configurazione aperta, i principi per la quantificazione e il riconoscimento dei corrispettivi di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema versati e non dovuti vengono definiti dall'Autorità, nell'ambito di uno specifico procedimento previa specifica istanza presentata dal relativo gestore di rete privata secondo le modalità di cui al comma 31.2, tenendo conto delle specificità delle singole RIU.
- 31.2 Ai fini dell'avvio del procedimento di cui al comma 31.1, il gestore di una RIU esercita in configurazione aperta allega alla propria istanza l'elenco delle utenze facenti parte della RIU (specificando i relativi periodi temporali di riferimento e le tipologie contrattuali ai sensi del TIT), i relativi codici identificativi rilasciati dall'impresa distributrice concessionaria sul territorio, nonché tutti gli elementi ritenuti utili per la ricostruzione storica dei corrispettivi tariffari effettivamente applicati, delle eventuali posizioni di morosità pregresse o in essere e dei corrispettivi tariffari che avrebbero dovuto trovare applicazione ai sensi della legge 99/09.

Articolo 32

Disposizioni in merito all'esazione degli oneri generali di sistema per il periodo 15 agosto 2009 - 31 dicembre 2016 in relazione all'energia elettrica consumata (e non prelevata da rete pubblica) in un ASDC

- 32.1 Nel caso dei clienti finali degli ASDC, che, a decorrere dal 15 agosto 2009, non hanno provveduto a versare gli oneri generali di sistema sull'energia elettrica effettivamente prelevata da ciascuno di essi attraverso il punto di connessione alla rete privata, Cassa, entro il 29 febbraio 2016, definisce e, previa approvazione dell'Autorità, pubblica sul proprio sito internet le modalità secondo cui i gestori dei SDC provvedono a versare alla medesima Cassa la differenza tra quanto già versato dai propri utenti e quanto i medesimi utenti avrebbero dovuto versare a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia elettrica prelevata dalla rete dell'ASDC. A tal fine, le componenti tariffarie vengono applicate in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del punto di connessione di ciascun cliente finale all'ASDC secondo quanto previsto all'articolo 21, comma 21.2, del presente provvedimento.
- 32.2 Per le finalità di cui al comma 32.1 Cassa può prevedere rateizzazioni, eventualmente anche pluriennali, nei pagamenti.

TITOLO II
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 33

Disposizioni per l'accreditamento al SII e il suo popolamento

- 33.1 I gestori dei SDC, in quanto imprese distributrici, sono tenuti, ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 79/2012/R/com ad accreditarsi al Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII). A tal fine essi devono inoltrare al Gestore del SII le richieste di accreditamento entro il 31 marzo 2016, ovvero, nei soli casi in cui il SDC non risulti ancora iscritto nei registri di cui all'articolo 9 del presente provvedimento, entro 60 giorni dall'avvenuta iscrizione.
- 33.2 Ciascun gestore di un SDC, ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 79/2012/R/com, è tenuto, per ciascun punto di prelievo relativo a utenze della propria rete, al caricamento e all'aggiornamento dei dati rilevanti costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) entro 60 giorni dall'accreditamento al SII.
- 33.3 Per le finalità di ai commi 33.1 e 33.2, il Gestore del SII, qualora necessario, definisce specifiche modalità per l'accreditamento dei diversi soggetti e per il caricamento massivo delle informazioni relative ai punti di connessione di cui al

comma 33.2 sul Registro Centrale Ufficiale (RCU), nonché per l'aggiornamento delle medesime.

Articolo 34

Attività di verifica

- 34.1 Con successivo provvedimento verranno definite le modalità con cui saranno effettuate le verifiche sui SDC, nonché gli effetti conseguenti a un eventuale esito negativo delle medesime.
- 34.2 Le imprese distributrici concessionarie, a seguito della scadenza di cui al comma 9.2, avviano attività di verifica sul proprio territorio, finalizzate a verificare l'esistenza di eventuali ulteriori reti private, dandone segnalazione all'Autorità per le finalità di propria competenza.

Articolo 35

Disposizioni finali

- 35.1 Il mancato rispetto delle disposizioni di cui al presente provvedimento può comportare l'avvio di istruttorie e procedimenti sanzionatori da parte dell'Autorità nei confronti dei soggetti (gestore del SDC e/o utenti del SDC) che le hanno disattese.
- 35.2 Ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 79/99, sono fatte salve le prerogative statutarie della Regione Autonoma Valle d'Aosta e delle Province Autonome di Trento e Bolzano, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 15 e 16, della legge 481/95.

**TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA
IDRICO PER LA REGOLAZIONE DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI: RETI INTERNE DI
UTENZA E ALTRE RETI PRIVATE**

(TESTO INTEGRATO DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI – TISDC)

**Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel – Versione integrata e modificata dalle
deliberazioni 72/2016/R/eel, 442/2016/R/eel, 458/2016/R/eel, 788/2016/R/eel,
276/2017/R/eel, 582/2017/R/eel, 894/2017/R/eel, 921/2017/R/eel, 15/2018/R/com,
426/2018/R/eel, 427/2018/R/eel e 269/2019/R/eel**

Indice

PARTE I	PARTE GENERALE.....	4
TITOLO I	DEFINIZIONI E PRINCIPI GENERALI.....	4
Articolo 1	<i>Definizioni.....</i>	<i>4</i>
Articolo 2	<i>Finalità.....</i>	<i>10</i>
Articolo 3	<i>Oggetto.....</i>	<i>11</i>
Articolo 4	<i>Principi generali.....</i>	<i>11</i>
PARTE II	DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI NEL CASO DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI.....	12
TITOLO I	DISPOSIZIONI GENERALI.....	12
Articolo 5	<i>Ambito territoriale di un SDC.....</i>	<i>12</i>
Articolo 6	<i>Utenti e utenze connettabili ad un SDC.....</i>	<i>13</i>
Articolo 7	<i>Obbligo di libero accesso al sistema elettrico.....</i>	<i>14</i>
Articolo 8	<i>Obbligo di connessione di terzi.....</i>	<i>14</i>
Articolo 9	<i>Registri dei SDC e criteri di aggiornamento.....</i>	<i>14</i>
Articolo 10	<i>Diritti e obblighi del gestore di un SDC.....</i>	<i>18</i>
TITOLO II	DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI NEI PUNTI DI INTERCONNESSIONE E DEI PUNTI INDIRETTI DI INTERCONNESSIONE DI UN SDC ALLA RETE PUBBLICA.....	19
Articolo 11	<i>Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di interconnessione e dei punti indiretti di interconnessione di un SDC alla rete pubblica e relative anagrafiche.....</i>	<i>19</i>
Articolo 12	<i>Disposizioni in materia di connessione alla rete pubblica di un SDC.....</i>	<i>20</i>
Articolo 13	<i>Disposizioni relative alla connessione a un SDC di un'utenza della rete pubblica.....</i>	<i>20</i>
Articolo 14	<i>Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione.....</i>	<i>20</i>
Articolo 15	<i>Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione.....</i>	<i>22</i>
Articolo 16	<i>Obblighi in capo ai gestori dei SDC in materia di applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC.....</i>	<i>22</i>
TITOLO III	DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI PER GLI UTENTI DI UN SDC.....	23
Articolo 17	<i>Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di prelievo e/o di immissione presenti in un SDC e relative anagrafiche.....</i>	<i>23</i>
Articolo 18	<i>Disposizioni in materia di connessione di un'utenza di un SDC.....</i>	<i>23</i>
Articolo 19	<i>Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata per un utente di un SDC.....</i>	<i>24</i>

Articolo 20	<i>Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione per le utenze di un SDC.....</i>	<i>25</i>
Articolo 21	<i>Modalità di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC.....</i>	<i>25</i>
Articolo 22	<i>Disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di utenze di un SDC.....</i>	<i>27</i>
Articolo 23	<i>Disposizioni per l'erogazione del servizio di vendita di energia elettrica nel caso di un cliente finale di un SDC.....</i>	<i>27</i>
Articolo 24	<i>Disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela e di salvaguardia nel caso di un cliente finale di un SDC.....</i>	<i>28</i>
Articolo 25	<i>Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale di un SDC.....</i>	<i>28</i>
Articolo 26	<i>Disposizioni in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento in un SDC.....</i>	<i>28</i>
Articolo 27	<i>Disposizioni in materia di scambio sul posto per i clienti di un SDC...28</i>	
Articolo 28	<i>Disposizioni in materia di bonus elettrico per i clienti di un SDC.....</i>	<i>29</i>
Articolo 29	<i>Disposizioni in materia di unbundling.....</i>	<i>29</i>
PARTE III	DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI.....	29
TITOLO I	DISPOSIZIONI TRANSITORIE.....	29
Articolo 30	<i>Disposizioni in merito all'applicazione dell'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14 alle RIU per il periodo 1 gennaio 2015 – 30 settembre 2017.....</i>	<i>29</i>
Articolo 31	<i>Disposizioni in merito al periodo 15 agosto 2009 - 31 dicembre 2017 per le RIU esercite in configurazione aperta.....</i>	<i>29</i>
Articolo 32	<i>Disposizioni in merito all'esazione degli oneri generali di sistema per il periodo 15 agosto 2009 - 30 settembre 2017 in relazione all'energia elettrica consumata (e non prelevata da rete pubblica) in un ASDC...30</i>	
TITOLO II	DISPOSIZIONI FINALI.....	30
Articolo 33	<i>Disposizioni per l'accreditamento al SII e il suo popolamento.....</i>	<i>30</i>
Articolo 34	<i>Attività di verifica.....</i>	<i>30</i>
Articolo 35	<i>Disposizioni finali.....</i>	<i>30</i>

PARTE I
PARTE GENERALE

TITOLO I
DEFINIZIONI E PRINCIPI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al Testo Integrato Trasporto, le definizioni di cui al Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), oltre alle seguenti:
- a) **altro sistema di distribuzione chiuso (ASDC)**: un qualsiasi SDC diverso dalle RIU;
 - b) **connessione diretta ad una rete**: una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete senza l'interposizione di elementi (interruttori, tratti di linea anche non sezionabili, ecc.) di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete e dall'utente;
 - c) **connessione indiretta ad una rete**: una connessione realizzata in modo tale che gli impianti elettrici di un utente siano connessi ad una rete tramite l'interposizione di elementi (interruttori, tratti di linea anche non sezionabili, ecc.) di un soggetto diverso dal gestore della predetta rete e dall'utente;
 - d) **gestore di rete privata o gestore del SDC**: il gestore di un sistema di distribuzione chiuso (SDC);
 - e) **gestore di rete pubblica o gestore di rete concessionario**: il gestore di una rete pubblica (di distribuzione o di trasmissione). Tale gestore è titolare di una concessione per l'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione;
 - f) **gestore di rete**: il soggetto responsabile della gestione di una rete elettrica;
 - g) **impresa distributrice concessionaria**: ogni gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99;
 - h) **obbligo di connessione di terzi**: l'obbligo, posto in capo ad un gestore di rete, di connettere alla propria rete tutti gli utenti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche all'uopo previste;
 - i) **obbligo di libero accesso al sistema elettrico**: l'obbligo, in capo al gestore della rete privata, di garantire a ciascun utente connesso alla rete il diritto di scegliere la propria società di vendita;
 - j) **obbligo di messa a disposizione**: l'obbligo, posto in capo ad un gestore di rete, di mettere la propria rete a disposizione del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l'erogazione del servizio di connessione.
 - k) **punto di connessione**: il confine fisico, tra una rete elettrica e l'impianto dell'utente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;
 - l) **punto di interconnessione**: il confine fisico, tra due reti elettriche, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;

- m) **punto indiretto di interconnessione alla rete pubblica o punto di connessione virtuale alla rete pubblica:** il punto di connessione sulla rete del SDC di un'utenza della rete pubblica;
- n) **rete con obbligo di connessione di terzi:** una rete elettrica gestita da un gestore che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta;
- o) **rete con obbligo di libero accesso al sistema elettrico:** una rete elettrica gestita da un gestore che ha l'obbligo di permettere agli utenti connessi alla propria rete di esercitare il diritto di libero accesso al sistema elettrico;
- p) **rete con obbligo di messa a disposizione:** una rete elettrica gestita da un soggetto che non è titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge e che deve essere obbligatoriamente messa a disposizione del gestore di rete concessionario in quel territorio, affinché quest'ultimo possa ottemperare agli obblighi connessi con l'erogazione del servizio pubblico di distribuzione o trasmissione. Sono reti con obbligo di messa a disposizione:
- le reti a tensione superiore a 120 kV non rientranti nella rete di trasmissione nazionale, di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto ministeriale 25 giugno 1999 e a tutt'oggi già utilizzate dalle imprese distributrici concessionarie per l'erogazione del servizio di distribuzione;
 - le reti di proprietà delle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99 e alle quali successivamente non è stata assegnata la relativa concessione di distribuzione che sono già gestite dalle imprese distributrici al fine di erogare il servizio di distribuzione;
 - le linee private già utilizzate da Terna o dalle imprese distributrici concessionarie per l'erogazione del pubblico servizio di trasmissione e distribuzione e non ricomprese nella RTN;
 - le reti della società RFI - Gruppo FSI (ex FF.SS.);
 - le reti di proprietà di soggetti non concessionari e non rientranti nella categoria dei SDC (reti private non SDC);
 - i SDC che insistono su territori isolati non serviti da altre reti (tra cui SDC in territori montuosi);
- q) **rete di distribuzione:** l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto ministeriale 79/99. Le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione;
- r) **rete di trasmissione nazionale (RTN):** la rete elettrica gestita da Terna ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 79/99 e definita dal decreto ministeriale 25 giugno 1999 e dai successivi decreti ministeriali di modifica ed integrazione. Le reti che rientrano nella predetta definizione possono essere di proprietà di Terna o di soggetti diversi da Terna stessa;
- s) **rete elettrica:** sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della

gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Un tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica. In una rete elettrica il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione. In particolare l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti pubbliche e i sistemi di distribuzione chiusi (SDC);

- t) **rete interna d'utenza (RIU):** una rete inserita nell'elenco di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni;
- u) **rete pubblica:** una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Tale gestore, essendo esercente di un pubblico servizio, ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste. L'insieme delle reti pubbliche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti elettriche utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di distribuzione;
- v) **reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie:** le reti elettriche di proprietà dei gestori titolari di concessioni di distribuzione;
- w) **reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione:** l'insieme costituito dalla rete di trasmissione nazionale (RTN) e dai tratti delle reti e delle linee di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN;
- x) **RIU esercite in configurazione aperta:** RIU per le quali, in un periodo temporale, anche limitato, compreso tra il 15 agosto 2009 e la data di entrata in vigore del presente provvedimento, sono state applicate tutte le componenti tariffarie di trasmissione, distribuzione nonché gli oneri generali di sistema in relazione alle caratteristiche e all'energia elettrica prelevata dai punti di connessione dei singoli utenti alla rete privata, anziché in relazione alle caratteristiche e all'energia elettrica prelevata dai punti di interconnessione con la rete pubblica;
- y) **sistema di distribuzione chiuso (SDC):** una rete elettrica privata, che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, a eccezione dei casi di cui all'articolo 6, comma 6.1, del TISDC, non rifornisce clienti civili. Tale sistema, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, è caratterizzato dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti interne di utenza (RIU) e gli altri SDC (ASDC);
- z) **tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN:** tratti di reti o linee non rientranti nella RTN e di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di

distribuzione utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione. In tale categoria rientrano le linee elettriche di privati utilizzate da Terna, i tratti delle reti elettriche di proprietà del Gruppo FSI non rientranti nella RTN e utilizzati da Terna, nonché i tratti delle reti private utilizzati da Terna;

- aa) **tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari utilizzati dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione:** tratti di reti o linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione;
- bb) **utente del SDC:** un utente responsabile della gestione di un'utenza del SDC in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- cc) **utente della rete pubblica connesso su un SDC:** un utente responsabile della gestione di un'utenza della rete pubblica connessa sulla rete privata di un SDC in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- dd) **utente della rete pubblica:** un utente responsabile della gestione di un'utenza della rete pubblica in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- ee) **utenza del SDC:** un'utenza, sia essa un impianto di produzione o di consumo, connessa al SDC, che accede al sistema elettrico tramite la rete del SDC, senza avvalersi delle prestazioni del gestore di rete concessionario. Tali utenze quindi e i loro responsabili (utenti) non hanno rapporti diretti con i gestori di rete concessionari, ma hanno soltanto rapporti con il gestore del SDC tramite cui hanno avuto accesso alla rete elettrica e al sistema elettrico;
- ff) **utenza della rete pubblica connessa su un sistema di distribuzione chiuso:** un'utenza della rete pubblica che, per scelta del gestore di rete concessionario, non è stata direttamente connessa alla rete di distribuzione o alla rete di trasmissione, ma è stata ad esse indirettamente connessa utilizzando la rete privata di un SDC. I punti di connessione al SDC di tali utenze sono quindi da ritenersi come punti di interconnessione virtuale fra la rete privata del SDC e la rete pubblica (punti indiretti di interconnessione). A tali utenze, quindi, virtualmente connesse alla rete dell'impresa distributrice competente nel territorio o alla rete di trasmissione nazionale, si applica la medesima regolazione vigente per le utenze direttamente connesse alle reti pubbliche, con tutti i relativi diritti ed obblighi, fatte salve eventuali diverse disposizioni definite dall'Autorità a seguito delle segnalazioni di cui al punto 6. della delibera 539/2015/R/eel;
- gg) **utenza della rete pubblica:** un'utenza, sia essa un impianto di produzione o di consumo connessa direttamente alla rete pubblica, che accede al sistema elettrico tramite la predetta rete avvalendosi, quindi, delle prestazioni del gestore di rete concessionario.

- hh) **bonus elettrico:** la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti domestici disagiati di cui all'Allegato A alla deliberazione 402/2013/R/com;
- ii) **cliente finale:** persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private;

- jj) **gruppo societario**: insieme di società riconducibili al medesimo gruppo societario ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile;
- kk) **impianto di produzione o impianto di produzione di energia elettrica**: l'insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica. Esso comprende l'edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l'insieme, funzionalmente interconnesso:
- delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica e
 - dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei servizi ausiliari di impianto e dei trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.
- L'interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione;
- ll) **potenza attiva nominale di un gruppo di generazione**: la somma aritmetica delle potenze nominali attive dei generatori elettrici principali, compresi quelli di riserva, di cui è composto il gruppo di generazione. Nel solo caso in cui uno o più alternatori siano azionabili alternativamente e singolarmente da un unico motore primo, ai fini del calcolo della potenza attiva nominale del gruppo, si considera il solo alternatore di potenza maggiore;
- mm) **potenza di un impianto** ai fini del presente provvedimento:
- per gli impianti fotovoltaici, la somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite dalle rispettive norme di prodotto;
 - per gli altri impianti, la somma delle potenze attive nominali dei gruppi di generazione che costituiscono l'impianto;
- nn) **produttore di energia elettrica o produttore**: persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione;
- oo) **unità di consumo (UC)**: insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare

principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;

- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui all'articolo 5, commi 5.2 e 5.3, del TIC o di cui all'articolo 9, comma 9.1, del TISSPC. A ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, in funzione del particolare tipo di utilizzo dell'energia elettrica prelevata, un solo contratto di trasporto in prelievo secondo le tipologie di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT;

- pp) **unità di produzione (UP):** l'insieme di uno o più gruppi di generazione connessi alle reti pubbliche anche per il tramite di linee dirette o di SDC e nella disponibilità di un utente del dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite da Terna nel Capitolo 4 al Codice di rete ed approvate dall'Autorità, e tali che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione;
- qq) **unità immobiliare:** l'unità immobiliare come definita dalle norme in materia catastale, dotata di propria autonomia funzionale e reddituale;
- rr) **utente del dispacciamento:** il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione 111/06.

1.2 Ai fini del presente provvedimento vengono utilizzati i seguenti acronimi:

- a) **Cassa:** la Cassa per i servizi energetici e ambientali;
- b) **GAUDÌ:** il sistema di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all'articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, e alla deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10;
- c) **GSE o Gestore dei Servizi Energetici:** la società Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- d) **SII:** Sistema Informativo Integrato di cui alla legge 129/10;
- e) **Terna:** la società Terna S.p.A. che opera, ai sensi dell'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11, come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99;
- f) **TIBEG o Testo Integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le**

- forniture di energia elettrica e gas naturale:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com;
- g) **TIC o Testo Integrato Connessioni:** Allegato C alla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel;
 - h) **TICA o Testo Integrato delle Connessioni Attive:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08;
 - i) **TICOOP o Testo Integrato delle Cooperative:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel;
 - j) **TIMOE o Testo Integrato Morosità Elettrica:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2015, 258/2015/R/com;
 - k) **TIME o Testo Integrato Misura Elettrica:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 458/2016/R/eel;
 - l) **TIQE 2016-2023 o Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel;
 - m) **TIQV o Testo Integrato della Qualità della Vendita:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 luglio 2016, 413/2016/R/com;
 - n) **TIS o Testo Integrato Settlement:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
 - o) **TISP o Testo Integrato Scambio sul Posto:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr;
 - p) **TISSPC o Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel;
 - q) **TIT o Testo Integrato Trasporto:** Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel;
 - r) **TIUC o Testo Integrato Unbundling Contabile:** Allegato A alla deliberazione 231/2014/R/com;
 - s) **TIUF o Testo Integrato Unbundling Funzionale:** Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com;
 - t) **TIV o Testo Integrato Vendita:** Allegato A alla deliberazione 301/2012/R/eel.

Articolo 2

Finalità

- 2.1 Il presente provvedimento persegue le seguenti finalità:
- a) dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 30, comma 27, e dall'articolo 33 della legge 99/09 in relazione, rispettivamente, alle altre reti private e alle reti interne di utenza, nonché alle disposizioni del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, all'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11 e all'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16;
 - b) completare il quadro definitorio in materia di reti elettriche e sistemi di distribuzione chiusi identificando le diverse tipologie di sistemi ammissibili sulla base della normativa primaria esistente. Ciò al fine di identificare gli assetti impiantistici entro cui l'attività di trasporto di energia elettrica tramite collegamenti privati si configura come attività di distribuzione e le casistiche in cui tale attività di distribuzione è compatibile con le attività di trasmissione

- e distribuzione di energia elettrica su rete pubblica svolte dai gestori di rete concessionari;
- c) assicurare parità di trattamento, imparzialità e trasparenza nell'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita a tutti gli utenti dei sistemi di distribuzione chiusi.

Articolo 3

Oggetto

- 3.1 Con il presente provvedimento viene definita la regolazione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi e sono disciplinate le modalità di applicazione a tali reti delle disposizioni in materia di:
- a) erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, come regolati dal TIT;
 - b) erogazione dei servizi di misura dell'energia elettrica come regolati dal TIME;
 - c) erogazione del servizio di connessione, come regolato dal TIC e dal TICA;
 - d) sistemi semplici di produzione e consumo di cui al TISSPC;
 - e) regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQE 2016-2023 e dalla deliberazione 653/2015/R/eel;
 - f) regolazione della qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQV;
 - g) codice di condotta commerciale, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione ARG/com 104/10;
 - h) erogazione del servizio di dispacciamento, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dal TIS;
 - i) erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica, di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, 73/07, come regolati dal TIV;
 - j) scambio sul posto, come regolato dal TISP;
 - k) incentivi per la produzione di energia elettrica tramite impianti da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento di cui ai decreti legislativi 79/99, 387/03, 20/07, 28/11, nonché alle leggi 239/04, 222/07 e 244/07;
 - l) ritiro dedicato, come regolato dalla deliberazione 280/07;
 - m) bonus elettrico, come regolato dal TIBEG;
 - n) separazione contabile e funzionale, come regolate dal TIUC e dal TIUF;
 - o) disciplina del recesso dei clienti finali dai contratti di fornitura, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 302/2016/R/com;
 - p) disciplina della morosità, come regolata dal TIMOE;
 - q) codice di rete tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica di cui alla deliberazione 268/2015/R/eel.

Articolo 4

Principi generali

- 4.1 Ai fini del presente provvedimento sono individuate le seguenti categorie di sistemi di distribuzione chiusi (SDC):
- a) le reti interne di utenza (RIU);

- b) gli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) in cui rientrano le altre reti private di cui all'articolo 30, comma 27, della legge 99/09.
- 4.2 Al gestore del SDC e ai soggetti facenti capo a tali sistemi si applicano tutte le disposizioni dell'Autorità afferenti all'accesso e all'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, ivi incluse quelle richiamate a titolo meramente esemplificativo e non esaustivo al comma 3.1, salvo quanto diversamente disposto dal presente provvedimento.

PARTE II

DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI NEL CASO DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI

TITOLO I DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 5

Ambito territoriale di un SDC

- 5.1 L'ambito territoriale su cui ciascun gestore di un SDC può esercitare l'attività di trasporto di energia elettrica è circoscritto ai limiti territoriali del sito su cui insisteva il SDC alla data del 15 agosto 2009. Tali limiti sono individuati sulla base dei criteri di cui ai commi 5.2 e 5.3.
- 5.2 La presenza, alla data del 15 agosto 2009, di opportune delimitazioni come muri di cinta o recinzioni che permettano di perimetrare il sito industriale, commerciale o di servizi cui è asservito il SDC costituiscono elemento funzionale all'individuazione delle particelle catastali ivi ricomprese costituenti l'ambito territoriale su cui insiste un SDC.
- 5.3 Qualora non vi siano muri di cinta o recinzioni, il perimetro del SDC è definito:
- a) dall'insieme delle particelle catastali su cui insistevano le diverse utenze ad essa già connesse alla data del 15 agosto 2009,
 - b) dalle particelle catastali interessate dalla sola presenza della rete privata, e non anche da utenze della medesima, qualora tali particelle siano ricomprese nel sito industriale, commerciale o di servizi cui è asservito il SDC alla data del 15 agosto 2009.
- 5.4 Ai fini di quanto sopra:
- a) eventuali modifiche delle particelle catastali per effetto di frazionamenti o fusioni effettuate successivamente al 15 agosto 2009 non sono ritenute valide ai fini della ricomprensione di nuovi terreni/edifici nell'ambito del SDC;
 - b) sono ricomprese nel perimetro del SDC anche le particelle catastali su cui insistono unità di produzione o unità immobiliari con connessione alla rete privata disattivata, ma che erano parte integrante del SDC prima del 15 agosto 2009.

- 5.5 Nel caso di siti industriali, commerciali o di servizi, tra loro non contigui, con utenze connesse al medesimo SDC, non possono essere considerate utili ai fini della collocazione di eventuali utenze da ricomprendere nel SDC le particelle catastali ove insistono le porzioni di rete privata appartenente al SDC aventi la sola funzione di collegamento elettrico tra i diversi siti.

Articolo 6

Utenti e utenze connettibili ad un SDC

- 6.1 Tutte le utenze che sorgono su particelle catastali rientranti all'interno dell'ambito territoriale di un SDC sono utenze connettibili al predetto SDC a condizione che la loro inclusione nell'ambito di tale sistema non pregiudichi i requisiti previsti dalla definizione di SDC e, nel solo caso delle RIU, anche i requisiti di cui al comma 6.2. Rientrano tra le utenze connettibili anche le utenze realizzate all'interno dell'ambito territoriale del SDC e i cui utenti siano nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC.
- 6.2 In aggiunta a quanto previsto al comma 6.1, nel solo caso di una RIU, eventuali interventi di realizzazione di nuove unità di produzione e/o di consumo o di potenziamento, rifacimento, dismissione e riattivazione di unità di produzione e/o di consumo che siano risultate tra le utenze della RIU alla data del 15 agosto 2009 possono essere ammessi purché rispettino i requisiti di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 e di cui alla deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche e integrazioni.
- 6.3 Le utenze che non rispettano i requisiti di cui ai commi 6.1 e 6.2 non possono essere connesse a un SDC. Esse devono richiedere la connessione al gestore di rete concessionario secondo la regolazione dell'Autorità vigente in materia (TICA o TIC). In tali casi il gestore di rete concessionario procede nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione, mediante una delle tre seguenti modalità:
- la realizzazione di una nuova connessione diretta alla rete pubblica;
 - l'attivazione delle forme di coordinamento tra gestori di rete previste dalla regolazione vigente;
 - l'utilizzo, da parte del medesimo gestore di rete concessionario, della rete del SDC a cui l'utente è già connesso. In tali casi, il gestore del SDC ha l'obbligo di mettere a disposizione la rete dal medesimo gestita solo nei casi in cui essa sia una rete con obbligo di messa a disposizione, come definita al comma 1.1, lettera p). L'utilizzo della rete elettrica afferente al SDC da parte del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio viene disciplinato nell'ambito dell'apposita convenzione tra le parti di cui ai punti 4. e 5. della deliberazione 539/2015/R/eel.
- 6.4 Le utenze che non rispettano i requisiti di cui al comma 6.1, oltre al comma 6.2 nel caso delle RIU, devono diventare utenze della rete pubblica entro il 31 dicembre 2017. In tali casi il gestore di rete concessionario procede nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione, secondo le medesime modalità di cui al comma 6.3.

Articolo 7

Obbligo di libero accesso al sistema elettrico

- 7.1 Un SDC è una rete con obbligo di libero accesso al sistema elettrico. Tale obbligo si esplica garantendo ad ogni utente di un SDC, in alternativa:
- a) l'accesso al solo libero mercato elettrico e la possibilità di poter usufruire di un'impresa di vendita diversa da quella storicamente operante nel SDC, pur rimanendo un utente del SDC;
 - b) l'accesso al sistema elettrico in tutte le sue parti divenendo a tutti gli effetti un utente della rete pubblica (garanzia di usufruire del trattamento tariffario vigente sulle reti pubbliche, delle regole tecniche di connessione su di esse previste, nonché di tutti gli altri servizi su di esse previsti obbligatoriamente, ivi incluso l'accesso al libero mercato).
- 7.2 Nel caso di cui al comma 7.1, lettera a), il libero accesso al sistema elettrico può essere garantito senza modificare la connessione.
- 7.3 Nel caso di cui al comma 7.1, lettera b), il libero accesso al sistema elettrico può essere garantito, sulla base di scelte operate dal gestore di rete concessionario nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione, secondo le medesime modalità di cui al comma 6.3.
- 7.4 Qualora un utente connettibile scelga di diventare utente della rete pubblica, ai sensi del comma 7.1, lettera b) e qualora il gestore di rete concessionario realizzi, conseguentemente, una nuova connessione in media o alta tensione, i corrispettivi per la connessione, in deroga alla regolazione di cui al TIC e/o al TICA, sono posti pari ai costi standard per la connessione, opportunamente documentati, in luogo degli eventuali corrispettivi forfetari.

Articolo 8

Obbligo di connessione di terzi

- 8.1 Un SDC è una rete con obbligo di connettere le sole utenze che, ai sensi dell'articolo 6 del presente provvedimento, rientrano tra quelle connettibili al medesimo SDC.

Articolo 9

Registri dei SDC e criteri di aggiornamento

- 9.1 Sono istituiti presso l'Autorità i seguenti registri dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC):
- a) il registro delle Reti Interne di Utenza (RIU) coincidente con la tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni;
 - b) il registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).
- 9.2 I gestori degli ASDC, entro il 30 settembre 2018, inviano all'Autorità e, per conoscenza, al gestore della rete pubblica su cui insiste il punto di interconnessione principale e all'impresa distributrice concessionaria responsabile sul territorio su cui insiste la maggior parte della rete privata (se diversa) una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, predisposta utilizzando il formato riportato nell'Allegato 1 al presente provvedimento, contenente almeno le seguenti informazioni:

- a) codice distributore rilasciato da Terna ai sensi del comma 17.4;
- b) tipologia di ASDC, specificando se si tratta di aeroporto, stazione ferroviaria, centro commerciale, area industriale, ecc.;
- c) dati anagrafici e fiscali del gestore della rete elettrica;
- d) dati anagrafici e fiscali del proprietario della rete elettrica;
- e) personale di riferimento del predetto gestore;
- f) comune/i e provincia/e il cui territorio è interessato dalla presenza della rete elettrica;
- g) elementi necessari per identificare l'ambito territoriale dell'ASDC alla data del 15 agosto 2009, nel rispetto di quanto riportato nel presente provvedimento, allegando l'estratto di mappa catastale relativo ai terreni su cui insiste la rete privata;
- h) indicazione, per ciascun livello di tensione e con riferimento alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, del:
 - numero e tipologia delle unità di consumo connesse alla rete e ragione sociale del relativo cliente finale;
 - elenco delle unità di produzione di energia elettrica connesse alla rete e ragione sociale del relativo soggetto responsabile (produttore);
 - numero, localizzazione e livello di tensione dei punti di connessione con le reti pubbliche e relativo POD;
- i) schema unifilare della rete privata, ivi incluso lo schema dell'impianto elettrico per la connessione della rete privata alla rete pubblica indicante i confini di proprietà degli impianti, con l'indicazione dei livelli di tensione, nonché dei punti di connessione delle unità di produzione e di consumo alla medesima rete privata;
- j) elementi necessari per classificare gli utenti connessi all'ASDC tra gli utenti connettabili come definiti ai sensi del presente provvedimento (con riferimento alla definizione di SDC e all'articolo 6).

I gestori degli ASDC inviano altresì le ulteriori informazioni e i documenti di cui all'Allegato A alla deliberazione 442/2016/R/eel in relazione alla situazione in essere alla data del 15 agosto 2009, nonché alla situazione in essere alla data di invio della dichiarazione, descrivendo in una relazione le modifiche e variazioni che si sono susseguite tra il 15 agosto 2009 e la data di invio della medesima dichiarazione.

9.2bis Il mancato invio delle dichiarazioni di cui al comma 9.2 entro il 30 settembre 2018 comporta la decadenza del diritto all'inclusione del sistema nel Registro degli ASDC. In tali casi i clienti finali e i produttori a esso connessi devono diventare, direttamente ovvero indirettamente (tramite POD virtuali), utenti della rete pubblica con effetti dall'1 ottobre 2018. Da tale data trovano applicazione i conguagli e le maggiorazioni di cui al punto 11 della deliberazione 276/2017/R/eel.

9.2ter Nel caso delle reti elettriche, quali quelle insite in porti e aeroporti, per la cui gestione un'Autorità e/o apposito Ente ha il potere di rilasciare concessioni per l'erogazione dei pubblici servizi (ivi incluso quello della distribuzione di energia elettrica), il diritto di inserimento nel Registro degli ASDC può essere esercitato anche a seguito di richiesta in data successiva al 30 settembre 2018

9.3 I gestori degli ASDC comunicano all'Autorità le ulteriori modifiche eventualmente intercorse sulla propria rete nel periodo tra la data di invio della dichiarazione di

cui al comma 9.2 e l'1 gennaio 2019 tramite una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante, contenente le informazioni e i documenti di cui all'Allegato A alla deliberazione 442/2016/R/eel sui quali hanno effetto le modifiche intercorse.

- 9.4 I gestori di SDC non ancora classificati tra le RIU che ritengono di possedere i requisiti necessari a far rientrare la rete dai medesimi gestita tra le RIU ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 sono tenuti a presentare l'apposita richiesta entro il 30 giugno 2016, secondo le medesime modalità di cui alla deliberazione ARG/elt 175/09 e allegando anche le informazioni necessarie per identificare l'ambito territoriale di cui all'articolo 5 e le utenze connettabili di cui all'articolo 6. Oltre tale termine nessun SDC potrà essere ricompreso nel registro delle RIU di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni.
- 9.5 I gestori delle RIU di cui alla Tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 inviano all'Autorità, entro 90 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, l'aggiornamento, eventualmente intercorso e non ancora comunicato, dei dati caratteristici della propria rete. A seguito di eventuali modifiche intercorse fino al 31 dicembre 2017, i gestori delle RIU trasmettono all'Autorità, con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà sottoscritta dal legale rappresentante, l'aggiornamento delle informazioni e dei documenti di cui all'Allegato A alla deliberazione 442/2016/R/eel.
- 9.6 Ai fini dell'istituzione dei registri di cui al comma 9.1, l'Autorità può richiedere elementi e informazioni ulteriori rispetto a quelli già disponibili (in relazione alle RIU) e a quelli resi disponibili per il tramite di Terna e delle imprese distributrici (in relazione agli ASDC).
- 9.7 *Soppresso.*
- 9.8 L'Autorità pubblica il Registro degli ASDC sulla base delle informazioni pervenute ai sensi dei commi 9.2 e 9.3.
- 9.9 Entro il 31 dicembre 2017, i soggetti responsabili della gestione di reti interne d'utenza redigono, per ciascuna RIU di cui sono gestori, una relazione tecnica descrittiva che illustra tutte le caratteristiche della medesima rete. Tale relazione deve:
- a) descrivere il perimetro della RIU e gli elementi caratteristici presi a riferimento per l'individuazione del predetto perimetro (muri di cinta, particelle, ecc.);
 - b) individuare e numerare le singole unità immobiliari afferenti alle particelle catastali (di cui occorre riportare l'elenco) in cui è suddivisibile la RIU e, per ciascuna unità immobiliare, occorre individuare le/la società che operano/opera e descrivere le attività e/o i processi/servizi svolti da ciascuna società;
 - c) evidenziare le singole UC presenti nella RIU, indicando, per ciascuna di esse, quali sono le unità immobiliari di cui alla lettera b) da cui è composta, le motivazioni che permettono il loro accorpamento in un'unica UC e il codice POD; occorre altresì evidenziare le eventuali UC (con le rispettive unità immobiliari da cui sono costituite) che, pur presenti nel perimetro della RIU, non risultano connesse a essa ovvero, pur essendo connesse a essa, sono utenze della rete pubblica;
 - d) riportare informazioni sulle singole UP presenti all'interno del perimetro della RIU e i relativi codici CENSIMP, specificando, se presente, la tipologia di

- incentivo di cui godono; occorre altresì evidenziare le eventuali UP che, pur presenti nel perimetro della RIU, non risultano connesse a essa ovvero, pur essendo connesse a essa, sono utenze della rete pubblica;
- e) riportare indicazioni sui collegamenti elettrici tra le singole unità immobiliari e le singole UC e UP. A tal fine dovranno essere predisposte:
- una planimetria in cui siano riportate tutte le unità immobiliari, la localizzazione delle diverse cabine elettriche che compongono la RIU, fino alle cabine MT/BT e le relative linee elettriche AT e MT;
 - una planimetria che permetta di comprendere da quale/i cabina/e sono alimentate le singole unità immobiliari catastali (specificando e dettagliando nella relazione le casistiche in cui i quadri BT, ovvero MT, ovvero AT di una stessa unità immobiliare siano alimentati da più cabine);
 - uno schema unifilare dettagliato di tutte le cabine elettriche costituenti la RIU e dei diversi quadri MT e BT a essi associati con indicazione dei carichi o dei generatori sottesi. Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero impianto di utenza per la connessione. Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature allo stesso livello della tensione di interconnessione, così come posizionate, oltre ai collegamenti verso tutti i circuiti in media e bassa tensione ed esterni, nonché il posizionamento delle diverse apparecchiature di misura installate. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutti i macchinari e di tutte le apparecchiature presenti in impianto, ivi incluse le apparecchiature di misura installate;
- f) riportare indicazioni delle apparecchiature di misura utilizzate per determinare l'energia elettrica prelevata e consumata da ciascuna UC nonché prodotta e immessa da ciascuna UP; descrivere, qualora presenti, gli algoritmi di misura utilizzati per la determinazione delle predette misure;
- g) chiarire quali sono le apparecchiature di misura utilizzate al fine di determinare eventuali ulteriori misure necessarie a ottemperare alla regolazione vigente e i relativi algoritmi di misura qualora presenti, ivi inclusi gli algoritmi necessari a individuare l'energia elettrica consumata nella RIU e non prelevata dalla rete pubblica, nonché le modalità di ripartizione della stessa tra i diversi utenti.

La predetta relazione tecnica dovrà essere redatta in riferimento alla configurazione della RIU in essere alla data del 15 agosto 2009 nonché alla data dell'ultimo aggiornamento inviato all'Autorità ai sensi dei punti 1. e 2. della deliberazione 442/2016/R/eel. Qualora sia apportata una modifica alla RIU in data successiva a quella a cui si riferisce la relazione tecnica descrittiva, il gestore della RIU redige e conserva un addendum integrativo alla relazione tecnica dando evidenza delle modifiche intercorse e allegando le eventuali planimetrie e schemi unifilari aggiornati. La predetta relazione tecnica dovrà essere aggiornata entro 30 giorni dall'avvenuta modifica apportata alla RIU e dovrà essere conservata dal gestore della RIU affinché possa essere messa a disposizione dell'Autorità entro 15 giorni dall'eventuale richiesta della medesima Autorità.

- 9.10 Entro il 31 dicembre 2018, i soggetti responsabili della gestione di ASDC redigono, per ciascun sistema di cui sono gestori, una relazione tecnica descrittiva che illustra tutte le caratteristiche della medesima rete, analogamente a quanto previsto dal comma 9.9 nel caso delle RIU. Qualora vengano apportate modifiche successive

alla data della predetta relazione, trovano applicazione anche nel caso degli ASDC le medesime disposizioni previste dal comma 9.9 per le RIU.

- 9.11 Terna, a partire dall'1 gennaio 2019 in relazione alle RIU e a partire dall'1 gennaio 2020 in relazione agli ASDC, ottempera a quanto previsto dal punto 5. della deliberazione ARG/elt 172/10, pubblicando sul proprio sito internet, in apposite sezioni tra loro distinte, il registro delle RIU e quello degli ASDC, specificando per ciascuna rete il relativo gestore, i relativi codici identificativi e i comuni su cui insiste la rete privata, garantendone il tempestivo aggiornamento e conservando l'archivio storico delle variazioni societarie che interverranno. A decorrere dalle medesime date, i registri delle RIU e degli ASDC di cui, rispettivamente, al comma 9.1, lettere a) e b), coincidono con i registri pubblicati e aggiornati sul sito internet di Terna. Terna a ogni aggiornamento dei registri invia una comunicazione all'Autorità con il dettaglio delle modifiche apportate.
- 9.12 Terna definisce le modalità e le tempistiche con le quali i gestori dei SDC devono comunicare alla medesima le modifiche rilevanti ai fini dell'aggiornamento degli elenchi di cui al comma 9.11 e dei rispettivi archivi storici.
- 9.13 Fatte salve eventuali dismissioni, il gestore del SDC, a decorrere dalle medesime date di cui al comma 9.11, rispetta gli obblighi di comunicazione e di aggiornamento previsti dalla regolazione generale e in particolare gli obblighi previsti dal SII, dalla deliberazione GOP 35/08, dal sistema GAUDÌ, dal Codice di Rete di Terna, dal TIS, nonché, nel caso in cui siano apportate modifiche, dalle procedure definite da Terna ai sensi del comma 9.12, ferma restando la necessità di mantenere aggiornata la relazione tecnica descrittiva di cui ai commi 9.9 e 9.10.
- 9.14 Fermo restando quanto previsto dal comma 9.9 in relazione all'addendum integrativo della relazione tecnica, e al comma 9.11, a decorrere dall'1 gennaio 2019, il gestore di un SDC comunica all'Autorità le sole richieste di dismissione e conseguente cancellazione del SDC dai registri di cui al comma 9.11.

Articolo 10

Diritti e obblighi del gestore di un SDC

- 10.1 Il gestore del SDC è il titolare della rete privata che collega le diverse utenze del SDC o un suo mandatario ed agisce come unico gestore della medesima rete. Tale gestore è anche titolare dei punti di interconnessione del SDC alla rete di trasmissione nazionale o alle reti di proprietà delle imprese distributrici. Tale soggetto può essere diverso dai clienti finali e dai produttori connessi alla rete privata e non è titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.
- 10.2 Il gestore del SDC è responsabile della gestione in sicurezza della propria rete, nonché della sicurezza di persone e cose in relazione all'attività svolta.
- 10.3 Al gestore del SDC si applicano tutte le disposizioni dell'Autorità afferenti le imprese distributrici, ad eccezione di quanto previsto dai commi successivi.
- 10.4 Al gestore del SDC si applicano gli obblighi di controllo e vigilanza ai fini di garantire il rispetto della regolazione dell'Autorità da parte degli utenti della propria rete.

- 10.5 Il gestore del SDC, nel caso in cui metta a disposizione le infrastrutture del SDC per l'esercizio del pubblico servizio di distribuzione e/o trasmissione (su base volontaria ovvero per specifico obbligo nei casi in cui il SDC sia una rete con obbligo di messa a disposizione) e per garantire il diritto di libero accesso al sistema elettrico secondo le modalità di cui al comma 7.1, lettera b), sigla con il gestore di rete concessionario l'apposita convenzione tra le parti di cui ai punti 4. e 5. della deliberazione 539/2015/R/eel.
- 10.6 Il gestore del SDC, in relazione agli obblighi in materia di separazione contabile di cui al TIUC e di separazione funzionale di cui al TIUF, è equiparato a un esercente il servizio di distribuzione dell'energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo.
- 10.7 Il gestore del SDC è obbligato a connettere alla sua rete tutti gli utenti connettabili che lo richiedono.
- 10.8 Il gestore del SDC è tenuto a fornire a Terna, secondo modalità dalla medesima definite, i dati necessari ai fini della corretta erogazione del servizio di dispacciamento. Il medesimo gestore è altresì tenuto a consentire a Terna, secondo modalità dalla medesima definite, la telelettura dei misuratori atti a rilevare l'energia elettrica immessa nel SDC dagli impianti di produzione ad esso connessi.
- 10.9 Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione, ai propri utenti, dei corrispettivi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura definiti dall'Autorità. Il gestore del SDC definisce corrispettivi autonomi per la remunerazione dei servizi dal medesimo erogati, secondo criteri trasparenti, non discriminatori, proporzionati ai costi del servizio erogato e coerenti con quanto disposto dal presente provvedimento. Sono fatti salvi i poteri dell'Autorità di vigilanza e di intervento a tutela degli utenti nel caso di condotte lesive poste in essere dal gestore del SDC.
- 10.10 Il gestore del SDC non è ammesso ai meccanismi di riconoscimento dei costi per i servizi di trasmissione e di distribuzione, né ai regimi di perequazione previsti per i gestori di rete concessionari, ivi inclusi quelli di cui agli articoli 23 e 24 del TIV.
- 10.11 Il gestore del SDC è esonerato dall'applicazione del TIQE 2016-2023 e della deliberazione 653/2015/R/eel in relazione ai propri utenti. In relazione ad essi, le responsabilità dell'impresa distributrice concessionaria competente e di Terna (per quanto applicabile) in relazione alla qualità del servizio sono limitate al punto di interconnessione tra la rete privata del SDC e la rete pubblica.

TITOLO II

DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI NEI PUNTI DI INTERCONNESSIONE E NEI PUNTI INDIRETTI DI INTERCONNESSIONE DI UN SDC ALLA RETE PUBBLICA

Articolo 11

Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di interconnessione e dei punti indiretti di interconnessione di un SDC alla rete pubblica e relative anagrafiche

- 11.1 I punti di interconnessione tra la rete del SDC e la rete pubblica sono equiparati, a fini regolatori, ai punti di interconnessione fra reti di distribuzione e/o di trasmissione.

- 11.2 L'impresa distributrice concessionaria competente nel territorio attribuisce a ciascun punto indiretto di interconnessione del SDC con la propria rete, ovvero con la rete di Terna, un identificativo nel rispetto delle disposizioni dell'articolo 14 del TIS e dell'articolo 5 del TICA, come se tale punto identificasse un punto di prelievo e/o immissione della propria rete.
- 11.3 I punti indiretti di interconnessione tra rete pubblica e rete del SDC, a fini identificativi e in relazione alle relative anagrafiche, sono gestiti da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie secondo le medesime modalità applicate ai punti di prelievo e/o immissione che insistono sulle rispettive reti pubbliche.

Articolo 12

Disposizioni in materia di connessione alla rete pubblica di un SDC

- 12.1 Le richieste di connessione alla rete pubblica di un SDC o di modifica della connessione esistente (aventi ad oggetto l'adeguamento della connessione in punti di interconnessione esistenti o la realizzazione di nuovi punti di interconnessione), presentate dal gestore di un SDC, devono essere trattate dal gestore della rete pubblica applicando le condizioni tecniche ed economiche previste dal TICA per la connessione di impianti di produzione da fonti non rinnovabili, nonché prevedendo la possibilità, per il gestore del SDC, di usufruire della facoltà di realizzazione in proprio di cui agli articoli 16 e 30 del TICA.

Articolo 13

Disposizioni relative alla connessione a un SDC di un'utenza della rete pubblica

- 13.1 Le richieste di connessione da parte di utenti non connettibili presenti nel territorio su cui insiste il SDC devono essere presentate al gestore di rete concessionario competente nel territorio, secondo quanto previsto dal TICA o dal TIC.
- 13.2 In relazione alle domande di cui al comma 13.1, il gestore di rete concessionario competente nel territorio provvede alla connessione diretta alla propria rete o attiva le forme di coordinamento previste dalla regolazione vigente, ovvero richiede al gestore del SDC di procedere alla connessione, nel rispetto dei principi di economicità e non discriminazione. In questi ultimi casi, il gestore del SDC ha l'obbligo di mettere a disposizione la rete dal medesimo gestita solo nei casi in cui essa sia una rete con obbligo di messa a disposizione, come definita al comma 1.1, lettera p). L'utilizzo della rete elettrica afferente al SDC da parte del gestore di rete concessionario per l'erogazione del pubblico servizio viene disciplinato nell'ambito dell'apposita convenzione tra le parti di cui ai punti 4. e 5. della deliberazione 539/2015/R/eel.

Articolo 14

Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione

- 14.1 Ai fini della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione di un SDC alla rete pubblica si applicano le disposizioni di cui alla Parte II, Titolo II, del TIME, nonché le disposizioni in materia previste dal Codice di rete di Terna.
- 14.2 In relazione ai punti di interconnessione:

- a) il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il medesimo soggetto di cui al comma 18.1 del TIME;
 - b) il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica è il medesimo soggetto di cui al comma 18.2 del TIME.
- Per le finalità del presente comma, il gestore del SDC è equiparato all'impresa distributrice richiamata dal TIME.

14.3 In relazione ai punti indiretti di interconnessione:

- a) il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il medesimo soggetto di cui agli articoli 6 e 7 del TIME;
- b) il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica è il medesimo soggetto di cui agli articoli 6 e 7 del TIME.

Per le finalità del presente comma, il gestore di rete ovvero l'impresa distributrice richiamati dal TIME è il gestore di rete concessionario responsabile, ai sensi del TICA o del TIC, dell'erogazione del servizio di connessione.

14.4 Per le finalità di cui al presente articolo, il soggetto responsabile del servizio di misura procede a programmare le apparecchiature di misura e a trattare i relativi dati di misura sulla base delle disposizioni normative vigenti per i punti di interconnessione tra reti pubbliche, anche nel caso dei punti di interconnessione o punti indiretti di interconnessione in bassa tensione.

14.5 Fermo restando quanto previsto al comma 14.4:

- a) in relazione ai punti di interconnessione, il gestore del SDC riconosce al soggetto responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, se diverso dal medesimo gestore, i corrispettivi di cui alla tabella 2 del TIME; il gestore del SDC riconosce altresì al soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale i corrispettivi di cui alle tabelle 3 e 4 del TIME;
- b) in relazione ai punti indiretti di interconnessione, all'utente della rete pubblica si applica la regolazione tariffaria prevista dal TIME.

14.6 I responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica relative ai punti di interconnessione del SDC alla rete pubblica e ai punti indiretti di interconnessione mettono a disposizione del gestore del SDC e dei singoli utenti connessi su tali punti i relativi dati di misura secondo modalità concordate tra le parti.

14.7 I soggetti responsabili delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura ai sensi della regolazione vigente prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento continuano a mantenere tale responsabilità, finché non si renda necessaria la loro completa sostituzione. Tale sostituzione dovrà essere operata dal nuovo responsabile, come individuato dal presente provvedimento.

Articolo 15

Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione

- 15.1 Ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di trasmissione e di distribuzione tra il gestore del SDC e il gestore della rete pubblica in relazione all'energia elettrica scambiata tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione tra la rete pubblica e la rete privata del SDC, si applica quanto previsto dagli articoli 14 e 15 e dalla Parte II, Titolo 5, del TIT. Per le predette finalità, ai punti indiretti di interconnessione relativi ad impianti di produzione i cui prelievi dalla rete privata del SDC sono a esclusivo utilizzo dei servizi ausiliari dell'impianto medesimo non si applica quanto previsto dalla Parte II, Titolo 5, del TIT.
- 15.2 L'applicazione degli articoli 14 e 15 e della Parte II, Titolo 5, del TIT all'energia elettrica scambiata nei punti indiretti di interconnessione avviene con le seguenti convenzioni:
- a) le immissioni di energia elettrica dai suddetti punti nella rete privata sono trattate come prelievi del SDC dalla rete pubblica a cui è associato il medesimo punto indiretto di interconnessione;
 - b) i prelievi di energia elettrica dei suddetti punti dal SDC sono trattati come immissioni del SDC nella rete pubblica a cui è associato il medesimo punto indiretto di interconnessione.
- 15.3 Ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di trasmissione e di distribuzione per gli utenti della rete pubblica connessi nei punti indiretti di interconnessione si applica la regolazione prevista dal TIT per gli utenti della rete pubblica.

Articolo 16

Obblighi in capo ai gestori dei SDC in materia di applicazione degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC

- 16.1 Il gestore di un SDC versa a Cassa, secondo modalità e tempistiche dalla medesima definite, la quota di gettito derivante dall'applicazione delle componenti A e UC ai clienti finali utenti del SDC, calcolata secondo quanto previsto dall'articolo 21.
- 16.2 *Soppresso.*
- 16.3 *Soppresso.*
- 16.4 *Soppresso.*
- 16.5 Per le finalità di cui al presente articolo, Cassa, ai fini delle proprie verifiche, acquisisce dal gestore di ciascun SDC, dalle imprese distributrici concessionarie interessate e da Terna le anagrafiche dei punti di interconnessione, dei punti indiretti di interconnessione e dei punti di connessione degli utenti di ciascun SDC, nonché i relativi dati di misura.
- 16.6 *Soppresso.*

TITOLO III

DISPOSIZIONI PER LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI PER GLI UTENTI DI UN SDC

Articolo 17

Disposizioni inerenti l'identificazione dei punti di prelievo e/o di immissione presenti in un SDC e relative anagrafiche

- 17.1 Il gestore del SDC, per le finalità di cui al presente articolo e in relazione ai propri utenti, è responsabile dell'attuazione di quanto previsto per le imprese distributrici dall'articolo 14 del TIS, dall'articolo 5 del TICA e dai provvedimenti aventi ad oggetto il Sistema Informativo Integrato (SII).
- 17.2 Per le finalità di cui al comma 17.1, Terna, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, provvede ad associare a ciascuna RIU presente nella tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 un codice distributore univoco e autonomo. In presenza di aggiornamenti successivi della predetta tabella, il termine di cui al primo periodo decorrerà dalla data di pubblicazione del provvedimento di aggiornamento della tabella stessa.
- 17.3 Il gestore dell'ASDC richiede, per ogni ASDC dal medesimo gestito, il codice distributore a Terna prima di presentare, secondo le modalità di cui ai commi 9.2 e 9.3, richiesta di censimento al relativo registro.
- 17.4 Terna, per le finalità di cui al presente articolo, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, definisce le modalità per la richiesta del codice distributore da parte dei gestori degli ASDC.

Articolo 18

Disposizioni in materia di connessione di un'utenza di un SDC

- 18.1 Il gestore di un SDC può connettere autonomamente alla propria rete le sole utenze connettabili.
- 18.2 Per le finalità di cui al comma 18.1, il gestore del SDC definisce autonome condizioni tecniche ed economiche garantendo il rispetto delle seguenti disposizioni:
 - a) le regole tecniche di connessione valide per la rete pubblica ed in particolare le Norme CEI 0-16, CEI 0-21 e il Codice di rete di Terna, nonché le deliberazioni dell'Autorità atte a rendere conformi a tali norme gli impianti di consumo e di produzione già in esercizio alla data di entrata in vigore delle predette norme o dei relativi aggiornamenti;
 - b) la necessità di attivare la connessione alla rete privata solo a seguito della verifica dell'avvenuta sottoscrizione da parte dell'utente dei contratti di trasporto e dispacciamento;
 - c) la normativa in materia di registrazione degli impianti di produzione sul sistema GAUDÌ, nonché degli obblighi che tale normativa impone sui produttori e sui gestori delle reti cui i relativi impianti sono connessi;
 - d) nel caso di un impianto di produzione, la necessità che l'attivazione della connessione avvenga solo a seguito dell'avvenuto completamento sul sistema GAUDÌ dell'iter di connessione previsto dal TICA.

- 18.3 Ogni produttore è soggetto a tutti gli obblighi di natura anagrafica e commerciale necessari a qualificare nel mercato l'impianto e le sue unità di produzione e a permettere l'attivazione stessa della connessione. Pertanto, ciascun produttore è tenuto a effettuare la registrazione degli impianti di produzione e delle relative UP in GAUDI, secondo le tempistiche e le modalità previste dalla regolazione vigente e a comunicare l'avvenuta attestazione al gestore del SDC cui l'impianto è o sarà connesso.
- 18.4 In caso di richieste di connessione relative a utenze non connettabili, il gestore del SDC comunica al richiedente l'impossibilità di poter procedere alla connessione e la necessità da parte del richiedente di presentare la predetta richiesta al gestore di rete concessionario competente ai sensi del TIC e/o del TICA. Resta impregiudicata per il gestore del SDC la possibilità o l'obbligo (nei soli casi di SDC con obbligo di messa a disposizione) di connettere alla propria rete un'utenza della rete pubblica nei casi in cui il gestore di rete concessionario lo richieda.

Articolo 19

Disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata per un utente di un SDC

- 19.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata nei punti di connessione delle utenze del SDC, il gestore del SDC definisce modalità tecniche, economiche e procedurali autonome, anche in deroga a quanto previsto dalla regolazione generale del TIME e del TISSPC, fatto salvo quanto segue:
- a) in ciascun punto di connessione di un'utenza del SDC devono essere installate apparecchiature di misura conformi alle disposizioni normative e regolatorie vigenti sulla rete pubblica per punti di connessione al medesimo livello di tensione e della medesima tipologia, fermo restando quanto previsto al comma 19.2. A tal fine è responsabilità del gestore del SDC assicurarsi che l'installazione delle apparecchiature di misura sia fatta in conformità con la regolazione vigente e con quanto indicato nel presente provvedimento;
 - b) la programmazione delle apparecchiature di misura di cui alla lettera a) e il trattamento dei relativi dati di misura deve essere fatto sulla base delle disposizioni previste dal TIS, dal TIV e dal Codice di rete per i punti di connessione alla rete pubblica al medesimo livello di tensione e della medesima tipologia, fermo restando quanto previsto al comma 19.2;
 - c) la responsabilità di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata tramite i punti di connessione di cui alla lettera a) è posta in capo al gestore del SDC che ottempera agli obblighi informativi e di trasmissione dei dati di misura previsti in capo al responsabile del predetto servizio dalla regolazione generale vigente;
 - d) il gestore del SDC, al fine di definire gli algoritmi di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata da ciascuna utenza della rete privata, nonché gli allegati 5 al Codice di rete, si coordina con Terna in tutti i casi in cui la rete privata sia connessa alla RTN o ad una rete in AT o nel caso in cui alla rete del SDC sia connessa una unità di produzione abilitata;

- e) il gestore del SDC definisce e rende disponibile ai propri utenti i criteri adottati ai fini della ricostruzione e della stima dei dati di misura, distinguendo tra energia elettrica prelevata, energia elettrica immessa ed energia elettrica prodotta, in coerenza con quanto previsto al riguardo dal TIME.
- 19.2 In deroga a quanto previsto dalla regolazione vigente, il gestore del SDC installa misuratori orari anche nel caso di utenti con potenza disponibile fino a 55 kW, prevedendo anche per i medesimi il trattamento orario dei relativi dati di misura.

Articolo 20

Disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione per le utenze di un SDC

- 20.1 Ciascun utente di un SDC, o un suo mandatario senza rappresentanza, è tenuto a siglare il contratto di trasporto con il gestore del SDC. Tale contratto è differenziato in base alla tipologia di utenza secondo quanto previsto al comma 2.2 del TIT.
- 20.2 In relazione alla regolazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione per gli utenti del SDC, il gestore del SDC può applicare condizioni tecnico-economiche autonome e diverse dalle tariffe fissate dall'Autorità. In tale ambito, il gestore del SDC può provvedere a recuperare anche i costi sostenuti in applicazione di quanto previsto all'articolo 15 del presente provvedimento, nonché gli investimenti e i costi sostenuti per la gestione e manutenzione della rete privata del SDC.
- 20.3 Per ciascuna utenza in prelievo della propria rete, il gestore del SDC fattura all'impresa di vendita titolare del relativo contratto di trasporto e dispacciamento i corrispettivi di cui al comma 20.2, nonché gli oneri generali di sistema che, ai sensi dell'articolo 21, sono imputabili alla predetta utenza, secondo le modalità e le tempistiche previste dalla regolazione generale.

Articolo 21

Modalità di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC

- 21.1 Il gestore di un SDC calcola l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete e provvede a fatturarli alle relative imprese di vendita nell'ambito del contratto di trasporto secondo quanto previsto all'articolo 20. A tal fine si applicano i criteri di cui ai commi successivi.
- 21.2 Il gestore di un SDC calcola separatamente per le componenti tariffarie ARIM, ASOS, UC₃ e UC₆:
- a) il totale, in euro, attribuibile alle aliquote espresse in centesimi di euro/punto di prelievo, applicate a ciascun punto di interconnessione alla rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del predetto punto, nell'ipotesi che quest'ultimo non sia afferente a imprese a forte consumo di energia elettrica;
 - b) il totale, in euro, attribuibile alle aliquote espresse in centesimi di euro/kW impegnato, applicate a ciascun punto di interconnessione alla rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza

disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del predetto punto, nell'ipotesi che quest'ultimo non sia afferente a imprese a forte consumo di energia elettrica;

- c) il totale, in euro, attribuibile alle aliquote espresse in centesimi di euro/kWh, applicate all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione con la rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile e alla tipologia contrattuale di cui all'articolo 2, comma 2.2, del TIT del punto di interconnessione al più alto livello di tensione, nell'ipotesi che quest'ultimo non sia afferente a imprese a forte consumo di energia elettrica. A tal fine i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.
- 21.3 Il gestore di un SDC, con limitato riferimento alle componenti tariffarie A_{RIM} , UC_3 e UC_6 , ripartisce fra tutti i clienti finali utenti del SDC:
- a) l'ammontare complessivo relativo alle aliquote di cui al comma 21.2, lettera a), utilizzando come pesi i corrispettivi che sarebbero stati applicati ai singoli clienti finali sulla base del livello di tensione del punto di connessione della relativa utenza al SDC;
 - b) l'ammontare complessivo relativo alle aliquote di cui al comma 21.2, lettera b), in modo proporzionale alla potenza impegnata nel punto di connessione della relativa utenza al SDC;
 - c) l'ammontare complessivo relativo alle aliquote di cui di cui al comma 21.2, lettera c), in modo proporzionale ai prelievi di energia elettrica dal SDC misurati sul punto di connessione della relativa utenza al SDC. A tal fine i dati di misura dell'energia elettrica devono essere riportati al punto di interconnessione al più alto livello di tensione applicando i fattori percentuali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS.
- 21.4 Il gestore di un SDC, con limitato riferimento alla componente tariffaria A_{SOS} , nel caso in cui non siano presenti imprese a forte consumo di energia elettrica, ripartisce fra tutti i clienti finali utenti del SDC l'ammontare complessivo relativo alle aliquote di cui al comma 21.2, lettere a), b) e c) applicando i medesimi criteri di cui al comma 21.3.
- 21.5 Il gestore di un SDC, con limitato riferimento alla componente tariffaria A_{SOS} , nel caso in cui sia presente almeno una impresa a forte consumo di energia elettrica:
- a) calcola le parti dei totali di cui al comma 21.2 afferenti all'elemento A_{3*} ;
 - b) calcola l'ammontare ipotetico da attribuire a ogni cliente finale utente della propria rete applicando i medesimi criteri di cui al comma 21.3;
 - c) calcola la parte dell'ammontare ipotetico da attribuire a ogni cliente finale utente della propria rete imputabile all'elemento A_{3*} applicando i medesimi criteri di cui al comma 21.3;
 - d) calcola l'ammontare reale da attribuire a ogni cliente finale utente della propria rete come di seguito indicato:
 - i. nel caso delle imprese diverse da quelle a forte consumo di energia elettrica, l'ammontare reale coincide con l'ammontare ipotetico di cui alla lettera b);

- ii. nel caso delle imprese a forte consumo di energia elettrica a cui è stata attribuita una delle classi di agevolazione FAT.1, FAT.2 e FAT.3, di cui all'articolo 2, comma 2, lettera c) dell'Allegato A alla deliberazione 921/2017/R/eel, l'ammontare reale è pari al prodotto tra l'ammontare ipotetico di cui alla lettera c) e i corrispondenti coefficienti percentuali di cui all'articolo 4, comma 1, lettera b), del decreto ministeriale 21 dicembre 2017;
 - iii. nel caso delle imprese a forte consumo di energia elettrica a cui è stata attribuita una delle classi di agevolazione VAL.1, VAL.2, VAL.3 e VAL.4, di cui all'articolo 2, comma 2, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione 921/2017/R/eel, l'ammontare reale è pari a zero.
- 21.6 Ai fini dell'applicazione del presente articolo si applicano le medesime convenzioni di cui al comma 15.2.

Articolo 22

Disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di utenze di un SDC

- 22.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento agli utenti dei SDC, si applica la regolazione vigente per gli utenti della rete pubblica. La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento e trasporto è condizione necessaria per immettere e/o prelevare energia elettrica nella rete del SDC. L'applicazione delle disposizioni in materia di dispacciamento avviene in relazione all'energia elettrica immessa e prelevata da ciascun utente attraverso il punto di connessione della propria utenza alla rete del SDC.
- 22.2 All'energia elettrica immessa e prelevata dagli utenti del SDC nei rispettivi punti di connessione alla rete del SDC si applicano i coefficienti di perdita convenzionali previsti dall'articolo 76, comma 76.1, lettere a) e b), del TIS in relazione al livello di tensione del punto di connessione dell'utenza del SDC alla predetta rete privata.

Articolo 23

Disposizioni per l'erogazione del servizio di vendita di energia elettrica nel caso di un cliente finale di un SDC

- 23.1 Le società di vendita, ai fini della fatturazione ai propri clienti, qualora utenti di un SDC, applicano le medesime modalità e tempistiche di fatturazione previste dalla regolazione generale, tenendo conto di quanto previsto dagli articoli 19, 20, 21 e 22 del presente provvedimento.
- 23.2 A parziale deroga di quanto previsto dal comma 23.1, le imprese di vendita, nel solo caso di utenti del SDC connessi in bassa tensione, non sono tenute ad applicare quanto previsto dai provvedimenti relativi alla "Bolletta 2.0" di cui alla deliberazione 501/2014/R/com.
- 23.3 Ai clienti finali di un SDC si applica quanto previsto dal TIQV, ponendo in capo al gestore del SDC le attività poste dal TIQV in capo all'impresa distributrice.
- 23.4 Per gli utenti dei SDC trova applicazione la regolazione vigente in materia di *switching* di cui alla deliberazione 487/2015/R/eel. In tal caso le attività che la

predetta deliberazione pone in capo all'impresa distributrice sono assegnate al gestore del SDC.

Articolo 24

Disposizioni per l'erogazione del servizio di maggior tutela e di salvaguardia nel caso di un cliente finale di un SDC

- 24.1 Il cliente finale di un SDC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 8, comma 8.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di maggior tutela.
- 24.2 Il cliente finale di un SDC, qualora in possesso dei requisiti di cui all'articolo 28, comma 28.2, del TIV, ha diritto a poter accedere al servizio di salvaguardia.
- 24.3 Il diritto di accesso ai servizi di cui ai commi 24.1 e 24.2 può essere esercitato esclusivamente, qualora ne ricorrano le condizioni, dal cliente finale in via diretta.
- 24.4 Coerentemente con quanto previsto dall'articolo 23, gli esercenti la maggior tutela e la salvaguardia, ai fini della fatturazione ai propri clienti, qualora utenti di un SDC, applicano le medesime modalità e tempistiche di fatturazione previste dalla regolazione generale, nonché la regolazione inerente la contabilizzazione dei consumi, tenendo conto di quanto previsto dagli articoli 19, 20, 21 e 22 del presente provvedimento.

Articolo 25

Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale di un SDC

- 25.1 In caso di morosità di un cliente finale, utente di un SDC, si applica quanto previsto dal TIMOE in materia. A tal fine il gestore del SDC opera come una qualsiasi altra impresa distributrice.

Articolo 26

Disposizioni in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento in un SDC

- 26.1 Agli impianti di produzione, se utenze di un SDC, si applicano le medesime disposizioni, in materia di incentivazione, previste per la generalità degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento, secondo le modalità definite dalle specifiche discipline e fermo restando quanto previsto dal comma 26.2.
- 26.2 Nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento, che risultano essere utenze di un SDC, le disposizioni in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili e/o alla cogenerazione ad alto rendimento trovano applicazione in relazione ai punti di connessione delle singole utenze alla rete del SDC.

Articolo 27

Disposizioni in materia di scambio sul posto per i clienti di un SDC

- 27.1 I clienti finali di un SDC non possono accedere al servizio di scambio sul posto. Tali clienti, al fine di usufruire del predetto servizio, devono essere qualificati come clienti della rete pubblica.

Articolo 28

Disposizioni in materia di bonus elettrico per i clienti di un SDC

- 28.1 I clienti finali presenti in un SDC possono usufruire del *bonus* elettrico con le medesime modalità di cui al TIBEG.

Articolo 29

Disposizioni in materia di unbundling

- 29.1 In relazione agli obblighi in materia di separazione contabile di cui al TIUC, il gestore di un SDC è equiparato a un esercente del servizio di distribuzione dell'energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo.

PARTE III

DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

TITOLO I

DISPOSIZIONI TRANSITORIE

Articolo 30

Disposizioni in merito all'applicazione dell'articolo 24, comma 2, del decreto legge 91/14 alle RIU per il periodo 1 gennaio 2015 – 30 settembre 2017

Soppresso.

Articolo 31

Disposizioni in merito al periodo 15 agosto 2009 - 31 dicembre 2017 per le RIU esercite in configurazione aperta

- 31.1 Nel caso di RIU esercite in configurazione aperta, i principi per la quantificazione e il riconoscimento dei corrispettivi di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema versati e non dovuti vengono definiti dall'Autorità, nell'ambito di uno specifico procedimento previa specifica istanza presentata dal relativo gestore di rete privata secondo le modalità di cui al comma 31.2, tenendo conto delle specificità delle singole RIU.
- 31.2 Ai fini dell'avvio del procedimento di cui al comma 31.1, il gestore di una RIU esercita in configurazione aperta allega alla propria istanza l'elenco delle utenze facenti parte della RIU (specificando i relativi periodi temporali di riferimento e le tipologie contrattuali ai sensi del TIT), i relativi codici identificativi rilasciati dall'impresa distributrice concessionaria sul territorio, nonché tutti gli elementi ritenuti utili per la ricostruzione storica dei corrispettivi tariffari effettivamente applicati, delle eventuali posizioni di morosità pregresse o in essere e dei corrispettivi tariffari che avrebbero dovuto trovare applicazione ai sensi della legge 99/09.

Articolo 32

Disposizioni in merito all'esazione degli oneri generali di sistema per il periodo 15 agosto 2009 - 30 settembre 2017 in relazione all'energia elettrica consumata (e non prelevata da rete pubblica) in un ASDC

Soppresso.

TITOLO II DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 33

Disposizioni per l'accreditamento al SII e il suo popolamento

- 33.1 I gestori dei SDC, in quanto imprese distributrici, sono tenuti, ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 79/2012/R/com ad accreditarsi al Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII). A tal fine essi devono inoltrare al Gestore del SII le richieste di accreditamento entro il 31 marzo 2016, ovvero, nei soli casi in cui il SDC non risulti ancora iscritto nei registri di cui all'articolo 9 del presente provvedimento, entro 60 giorni dall'avvenuta iscrizione.
- 33.2 Ciascun gestore di un SDC, ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 79/2012/R/com, è tenuto, per ciascun punto di prelievo relativo a utenze della propria rete, al caricamento e all'aggiornamento dei dati rilevanti costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) entro 60 giorni dall'accreditamento al SII.
- 33.3 Per le finalità di ai commi 33.1 e 33.2, il Gestore del SII, qualora necessario, definisce specifiche modalità per l'accreditamento dei diversi soggetti e per il caricamento massivo delle informazioni relative ai punti di connessione di cui al comma 33.2 sul Registro Centrale Ufficiale (RCU), nonché per l'aggiornamento delle medesime.

Articolo 34

Attività di verifica

- 34.1 Con successivo provvedimento verranno definite le modalità con cui saranno effettuate le verifiche sui SDC, nonché gli effetti conseguenti a un eventuale esito negativo delle medesime.
- 34.2 Le imprese distributrici concessionarie, a seguito della scadenza di cui al comma 9.2, avviano attività di verifica sul proprio territorio, finalizzate a verificare l'esistenza di eventuali ulteriori reti private, dandone segnalazione all'Autorità per le finalità di propria competenza.

Articolo 35

Disposizioni finali

- 35.1 Il mancato rispetto delle disposizioni di cui al presente provvedimento può comportare l'avvio di istruttorie e procedimenti sanzionatori da parte dell'Autorità nei confronti dei soggetti (gestore del SDC e/o utenti del SDC) che le hanno disattese.
- 35.2 Ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 79/99, sono fatte salve le prerogative statutarie della Regione Autonoma Valle d'Aosta e delle Province

Autonome di Trento e Bolzano, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 15 e 16, della legge 481/95.

Al gestore della rete pubblica su cui insiste il punto di interconnessione principale.

All'impresa _____ distributrice concessionaria responsabile sul territorio su cui insiste la maggior parte della rete privata. (se diverso dal precedente)

Per conoscenza all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

**DICHIARAZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 9.2 DELL'ALLEGATO A
ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 539/2015/R/eel**

Il/La Sottoscritto/a _____
(Cognome) (Nome)

nato/a a _____, (prov. ____), il _____,

codice fiscale _____

in quanto legale rappresentante della Società _____

consapevole delle sanzioni penali previste dall'articolo 76 del D.P.R. n. 445/2000 in caso di rilascio di dichiarazioni mendaci, ovvero di formazione od utilizzo di atti falsi, premesso che l'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A della deliberazione dell'Autorità 539/2015/R/eel definisce come:

- **gestore di rete:** il soggetto responsabile della gestione di una rete elettrica;
- **rete elettrica:** sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Un tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica. In una rete elettrica il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione. In particolare l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti pubbliche e i sistemi di distribuzione chiusi (SDC);

- **rete pubblica:** una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica;
- **sistema di distribuzione chiuso (SDC):** una rete elettrica privata, che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, al netto dei casi di cui all'articolo 6, comma 6.1, del TISDC, non rifornisce clienti civili. Tale rete, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, è un sistema elettrico caratterizzato dal fatto che per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti interne di utenza (RIU) e gli altri SDC (ASDC);
- **utente del SDC:** un utente responsabile della gestione di un'utenza del SDC in qualità di produttore o di cliente finale a seconda della tipologia di utenza;
- **utenza del SDC:** un'utenza, sia essa un impianto di produzione o di consumo, connessa al SDC, che accede al sistema elettrico tramite la rete del SDC, senza avvalersi delle prestazioni del gestore di rete concessionario. Tali utenze quindi ed i loro responsabili (utenti) non hanno rapporti diretti con i gestori di rete concessionari, ma hanno soltanto rapporti con il gestore di rete privato tramite cui hanno avuto accesso alla rete elettrica e al sistema elettrico.

DICHIARA

che, alla data di entrata in vigore della deliberazione dell'Autorità 539/2015/R/eel:

- è responsabile della gestione di un ASDC di tipologia (*specificare se si tratta di aeroporto, stazione ferroviaria, centro commerciale, area industriale, ecc.*) non rientrante dell'elenco delle RIU di cui alla tabella 1 della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni, identificato con il codice distributore rilasciato da Terna ai sensi del comma 17.4 del TISDC;
- la medesima rete presenta le caratteristiche previste per gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) ai sensi delle disposizioni vigenti;
- la società è titolata alla gestione della rete medesima sulla base di (*indicare l'atto che attesta la titolarità*)... e non è titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica relative ad alcuno dei territori su cui insiste la rete privata.

Relativamente alla rete oggetto della presente dichiarazione, di cui si invia in allegato, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.2, lettere g) e i), dell'Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel, lo schema unifilare e lo schema particellare dei terreni su cui insiste la rete, si forniscono le seguenti informazioni:

Tabella 1 - Riferimenti della rete in oggetto

	Ragione sociale	Indirizzo	Referente	Recapito telefonico	Recapito di posta elettronica
Gestore					
Proprietario					

Tabella 2 - Territorio servito dalla rete in oggetto

Provincia	Comune

Tabella 3 - Unità di consumo connesse alla rete in oggetto e relativo cliente finale

Tensione	N°	Ragione sociale	Data di prima connessione alla rete privata	POD [qualora presente]	Destinazione d'uso^(*)
AT	1				
	2				
	3				
				
MT	1				
	2				
	3				
				

BT	1				
	2				
	3				
				

(*) Industriale, terziario, agricolo, domestico etc.

Tabella 4 - Unità di produzione connesse alla rete in oggetto e relativo produttore

Tensione	N°	Ragione sociale	Data di prima connessione alla rete privata	Codice Censimp impianto di produzione	Codice RUP (Unità di produzione)
AT	1				
	2				
				
MT	1				
	2				
	...				
BT	1				
	2				
				

Tabella 5 - Punti di interconnessione della rete privata con le reti pubbliche

N°	Localizzazione	Livello di tensione	Gestore della rete pubblica	POD [qualora presente]
1				
2				
.....				

Tabella 6 – Integrazione del processo produttivo

Tensione	N°	Ragione sociale di cui alle Tabella 3 e 4	Attività integrata al processo produttivo (SI/NO)(*)
AT	1		
	2		
	3		
		
MT	1		
	2		
	3		
		
BT	1		
	2		
	3		
		

(*) Se SI: citare le ragioni tecniche/di sicurezza dell'integrazione

Firma del legale rappresentante

La presente dichiarazione costituisce
DICHIARAZIONE SOSTITUTIVA DI ATTO DI NOTORIETA'
AI SENSI DEGLI ARTICOLI 38 E 47 DEL DPR n. 445/2000 E S.M.I.

All' Autorità per l'energia elettrica il gas e
il sistema idrico

Piazza Cavour, 5

20121 Milano

**Oggetto: Informazioni ai sensi dell'articolo 9, comma 9.3, dell'Allegato A alla
deliberazione 539/2015/R/eel**

Per ciascuno degli ASDC di cui all'articolo 9, comma 9.2, del TISDC si forniscono le
informazioni richieste dal comma 9.3 del medesimo articolo

RETE 1: (denominazione, tipologia* e codice distributore)

* Specificando se si tratta di aeroporto, stazione ferroviaria, centro commerciale, area
industriale, ecc.

Tab A – Proprietà e gestione della rete

	Ragione sociale	Indirizzo	Referente	Recapito telefonico	Recapito di posta elettronica
Gestore					
Proprietario					

Tab. B - Territorio servito dalla rete

Provincia	Comune

Tab. C – Punti di interconnessione della rete privata con le reti pubbliche

N°	Localizzazione	Livello di tensione	Gestore della rete pubblica	Codice identificativo
1				
2				
....				

Tab. D – Utenze connesse alla rete in oggetto

Tensione	Numero UP	Numero UC
AT		
MT		
BT		

DELIBERAZIONE 23 OTTOBRE 2018

530/2018/R/EEL

REGISTRO DEGLI ALTRI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI (ASDC)

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1038^a riunione del 23 ottobre 2018

VISTI:

- la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito nella legge 11 agosto 2014, n. 116;
- il decreto-legge cd. milleproroghe 30 dicembre 2016, n. 244, come convertito nella legge 27 febbraio 2017, n. 19;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010 (di seguito: decreto ministeriale 10 dicembre 2010);
- la Nota integrativa della Commissione Europea del 22 gennaio 2010 in materia di mercati retail, relativa a chiarimenti nell'interpretazione di quanto disposto dalla direttiva 2009/72/CE, con particolare riferimento alla disciplina relativa ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: Nota integrativa 22 gennaio 2010);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, 156/07, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 23 giugno 2008, GOP 35/08 (di seguito: deliberazione GOP 35/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/10), e le relative Tabelle;
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2013, 165/2013/R/eel;

- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 539/2015/R/eel) e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi o TISDC);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel e i relativi Allegato A, Allegato B e Allegato C;
- la deliberazione dell’Autorità 28 luglio 2016, 442/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 442/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 276/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 582/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 894/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 426/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 426/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 427/2018/R/eel;
- le dichiarazioni inviate ai sensi del comma 9.2, del TISDC, dai gestori di sistemi elettrici esistenti al fine di richiedere l’inclusione nel Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC);
- le ulteriori comunicazioni inviate dai gestori di cui al precedente alinea.

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 2, comma 12, lettera g), della legge 481/95, stabilisce, tra l’altro, che l’Autorità controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili;
- l’articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 481/95, stabilisce, tra l’altro, che l’Autorità emana le direttive concernenti la produzione e l’erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi;
- la legge 99/09 e il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, di attuazione di quanto disposto dall’articolo 30, comma 27 della medesima legge 99/09, hanno, tra l’altro, dato mandato all’Autorità di individuare le modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita per gli utenti connessi alle reti interne di utenza e alle altre reti private esistenti;
- successivamente, l’articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, ha attuato nell’ordinamento nazionale la disciplina sui cosiddetti Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: SDC) di cui all’articolo 28 della direttiva 2009/72/CE, prevedendo che *“i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d’utenza così come definite dall’articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell’articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009”*;
- in particolare, il citato articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:

- al paragrafo 1, che *“Gli Stati membri possono stabilire che le Autorità nazionali di regolamentazione o altre Autorità competenti classifichino come sistema di distribuzione chiuso, un sistema che distribuisce energia elettrica all’interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il paragrafo 4, non rifornisce clienti civili, se:*
 - a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure*
 - b) *il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.”;*
- al paragrafo 4, che *“L’uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest’ultimo da un vincolo simile, e situati nell’area servita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la concessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2”;*
- la Commissione Europea, con la Nota integrativa 22 gennaio 2010 in materia di mercati retail, ha fornito ulteriori chiarimenti applicativi in merito alla disciplina comunitaria relativa ai SDC. In tale nota, in particolare, la Commissione Europea evidenzia che:
 - i SDC, quanto alla natura dell’attività esercitata, sono sistemi di distribuzione realizzati all’interno di un sito geograficamente limitato;
 - i SDC possono essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni come, a titolo di esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento;
 - gli utenti connessi ai SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condivisi o i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest’ultimo da un vincolo simile (la Commissione Europea al riguardo precisa che i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest’ultimo da un vincolo simile devono essere individuati con flessibilità, ammettendo anche i nuclei familiari per i quali esistono rapporti lavorativi con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario a cui afferiva il proprietario del SDC), oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica;
 - il requisito di cui alla lettera a) dell’articolo 28, paragrafo 4, della direttiva 2009/72/CE [*“per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati”*, Ndr] attiene a configurazioni impiantistiche in cui vari soggetti condividono una rete che consente l’ottimizzazione dell’approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali. Simile fattispecie si rinviene comunemente in siti industriali in cui il calore prodotto da un sistema cogenerativo è utilizzato, per i rispettivi processi produttivi, dai diversi soggetti ivi presenti; il citato requisito si ritiene parimenti rispettato qualora i

diversi soggetti presenti in sito necessitano di operare con standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche (ad esempio, con frequenza di rete diversa);

- la legge 99/09 sembra non prevedere nuove reti private rinviando al recepimento nell'ordinamento nazionale della normativa comunitaria in materia; analogamente, l'articolo 38 del decreto legislativo 93/11, che si limita a identificare i SDC soltanto con le reti private di cui alla legge 99/09, nulla esplicita in merito alla possibile realizzazione di nuovi SDC, mentre la direttiva 2009/72/CE non pone vincoli temporali al riguardo.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità ha dato attuazione a quanto previsto dal combinato disposto della legge 99/09 e del decreto legislativo 93/11, in materia di Reti Interne di Utenza (RIU) e di altre reti private esistenti, con l'approvazione della deliberazione 539/2015/R/eel e del relativo Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC), completando così il quadro definitorio e regolatorio in materia di reti elettriche e SDC. In particolare l'Autorità:
 - con la Tabella 1 allegata alla deliberazione ARG/elt 52/10, ha individuato il primo elenco di reti elettriche private qualificate come RIU (di seguito: Registro delle RIU). Tale elenco nel corso degli anni ha subito più volte modifiche e integrazioni, ultime in ordine di tempo quelle apportate dalla deliberazione 426/2018/R/eel con cui l'Autorità ha pubblicato il Registro delle RIU attualmente vigente;
 - con il TISDC, ha completato il quadro definitorio e regolatorio in materia di reti elettriche stabilendo, tra l'altro, che:
 - a) l'insieme delle infrastrutture elettriche qualificabili come reti elettriche sia suddiviso in due sottoinsiemi (reti pubbliche e SDC);
 - b) rientrino fra le reti pubbliche le reti elettriche gestite da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica ai sensi degli articoli 1 e 9 del decreto legislativo 79/99;
 - c) rientrino fra i SDC le reti elettriche private, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, a eccezione dei casi di cui al comma 6.1 del TISDC, non riforniscono clienti civili. Tali sistemi, nella titolarità e gestione di soggetti diversi dalla società Terna S.p.a. (di seguito: Terna) e dalle imprese distributrici concessionarie, sono caratterizzati dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuiscono energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate;
 - d) l'insieme dei SDC sia a sua volta suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: RIU e ASDC, questi ultimi intesi come le reti, diverse dalle

- RIU, esistenti alla data del 15 agosto 2009 e che soddisfino i requisiti dei SDC;
- e) siano istituiti presso l’Autorità il Registro delle RIU, recentemente aggiornato con la deliberazione 426/2018/R/eel, e il Registro degli ASDC;
 - f) i SDC siano considerati delle vere e proprie reti di distribuzione e che i relativi gestori siano soggetti ai medesimi compiti e responsabilità cui sono sottoposti i gestori di rete concessionari, salvo specifiche deroghe previste dal TISDC, in coerenza con quanto disposto dalla direttiva 2009/72/CE;
 - g) i SDC non possano estendersi oltre i limiti territoriali del sito su cui essi insistevano alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (15 agosto 2009) e, in particolare, che il perimetro di sito sia coincidente con opportune delimitazioni (muri di cinta, recinzioni, etc.), oppure, in assenza di esse, sia definito dall’insieme delle particelle catastali su cui insiste la rete privata del SDC nonché delle particelle su cui insistono le diverse utenze a essa già connesse, a eccezione di particelle catastali ove sono ubicati esclusivamente tratti di rete avente la sola funzione di collegamento elettrico tra siti non contigui;
- l’articolo 9, del TISDC, stabilisce che:
 - ai fini della ricomprensione nel Registro degli ASDC, i gestori dei potenziali ASDC, entro il 30 settembre 2018, inviino all’Autorità, e, per conoscenza, al gestore della rete pubblica su cui insiste il punto di interconnessione principale e all’impresa distributrice concessionaria responsabile sul territorio su cui insiste la maggior parte della rete privata (se diversa), una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, contenente una serie di informazioni relative alle caratteristiche della rete privata che si ritiene sia classificabile tra gli ASDC, tra cui anche il codice distributore rilasciato da Terna;
 - il mancato invio delle dichiarazioni di cui al precedente alinea, entro il 30 settembre 2018, comporti la decadenza del diritto all’inclusione del sistema nel Registro degli ASDC. In tali casi i clienti finali e i produttori connessi al medesimo sistema devono diventare, direttamente ovvero indirettamente (tramite punti di connessione virtuali e relativi codici POD virtuali), utenti della rete pubblica con effetti dall’1 ottobre 2018, e dalla medesima data trovano applicazione i conguagli e le maggiorazioni previsti dal punto 11 della deliberazione 276/2017/R/eel;
 - nel caso delle reti elettriche per la cui gestione un’Autorità e/o apposito Ente abbia il potere di rilasciare concessioni per l’erogazione dei pubblici servizi (ivi incluso quello della distribuzione di energia elettrica), quali quelle insite in porti e aeroporti, il diritto di inserimento nel Registro degli ASDC possa essere esercitato anche a seguito di richiesta in data successiva al 30 settembre 2018;
 - i gestori degli ASDC comunichino all’Autorità le ulteriori modifiche eventualmente intercorse sulla propria rete nel periodo tra la data di invio della dichiarazione prevista dal comma 9.2 del TISDC e l’1 gennaio 2019 tramite una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante, contenente le informazioni e i documenti previsti dall’Allegato

- A alla deliberazione 442/2016/R/eel sui quali avessero effetto le modifiche intercorse;
- entro il 31 dicembre 2018, i responsabili della gestione degli ASDC redigano, per ciascun sistema di cui siano gestori, una relazione tecnica descrittiva che illustri tutte le caratteristiche della medesima rete;
 - Terna, a partire dall'1 gennaio 2019, pubblichi sul proprio sito internet, in apposite sezioni tra loro distinte, il registro delle Reti Interne di Utenza e il Registro degli ASDC, specificando per ciascuna rete il relativo gestore, i relativi codici identificativi e i Comuni su cui insiste la rete privata, garantendone il tempestivo aggiornamento e conservando l'archivio storico delle variazioni societarie che interverranno. A decorrere dalle medesime date, i Registri delle RIU e degli ASDC coincidono con i registri pubblicati e aggiornati sul sito di Terna;
 - fatte salve eventuali dismissioni, il gestore del SDC, a decorrere dall'1 gennaio 2019, rispetti gli obblighi di comunicazione e di aggiornamento previsti dalla regolazione generale e in particolare gli obblighi previsti dal Sistema Informativo Integrato (SII), dalla deliberazione GOP 35/08, dal sistema GAUDÌ, dal Codice di Rete di Terna, dal TIS, nonché, nel caso in cui siano apportate modifiche dalle procedure definite da Terna ai sensi del comma 9.12 del TISDC, ferma restando la necessità di mantenere aggiornata la relazione tecnica descrittiva prevista dal comma 9.10 del TISDC;
 - il gestore di un SDC comunichi all'Autorità le sole richieste di dismissione e conseguente cancellazione del SDC dal Registro delle RIU e dal Registro degli ASDC;
- con la deliberazione 276/2017/R/eel è stato stabilito, tra l'altro, che:
 - le modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento previste dal TISDC, nel caso di ASDC trovino applicazione a decorrere dall'1 gennaio 2019, e che fino alla predetta data gli ASDC continuino a essere gestiti con le medesime modalità utilizzate prima dell'entrata in vigore della deliberazione 539/2015/R/eel;
 - i clienti finali "nascosti", intesi come clienti finali non connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica né già appartenenti a SDC o Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), siano tenuti ad auto-dichiararsi entro il 30 giugno 2018, richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità l'inserimento del sistema di cui fanno parte nel Registro degli ASDC qualora il predetto sistema soddisfi i requisiti per essere annoverato fra gli ASDC;
 - i clienti finali "nascosti" siano tenuti al pagamento della quota di oneri generali di sistema dovuti e non versati a decorrere dal 1 gennaio 2014 solo nei casi in cui, pur non avendo richiesto nessuna qualifica, le configurazioni private in cui essi si trovano non avrebbero potuto essere classificate in nessuna delle configurazioni consentite dalla normativa vigente (SSPC o SDC).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- le richieste di inserimento nel Registro degli ASDC, inviate entro il 30 settembre 2018, sono complessivamente 56;
- alcuni gestori delle reti per le quali sono state inviate le richieste di cui al precedente alinea, hanno successivamente inviato ulteriori integrazioni. In particolare:
 - la società Italcementi S.p.a. (di seguito: Italcementi), in qualità di gestore delle due reti identificate con il codice distributore 600 e 601 ha richiesto l'unificazione delle predette due reti in un unico sistema a cui associare il codice distributore 600. Pertanto le richieste di inserimento nel Registro degli ASDC inviate entro il 30 settembre 2018 sono ridotte a 55;
 - Aurora S.r.l. Società Agricola (di seguito: Aurora), in qualità di gestore della rete identificata con il codice distributore 603, la società Funivie Folgarida Marilleva S.p.a. (di seguito: Funivie Folgarida Marilleva) in qualità di gestore delle reti identificate con i codici distributore 604, 605 e 606, la società Funivie Madonna di Campiglio S.p.a. (di seguito: Funivie Madonna di Campiglio), in qualità di gestore della rete identificata con il codice distributore 608 e la società Fiera Milano S.p.a. (di seguito: Fiera Milano), in qualità di gestore della rete identificata con il codice distributore 622, hanno richiesto la rinuncia all'iscrizione nel registro degli ASDC in quanto a seguito di modifiche impiantistiche sono venuti meno i requisiti per essere classificati tra gli ASDC;
- dall'analisi delle dichiarazioni di cui ai due precedenti alinea, nonché sulla base di ulteriori informazioni acquisite dagli uffici tramite richieste di chiarimento inoltrate ai gestori di alcune delle reti oggetto di analisi, è emerso che:
 - 9 reti private rispettano i requisiti previsti dalla definizione di ASDC;
 - 6 reti private sono state oggetto di rinuncia alla classificazione da parte dei relativi gestori di rete;
 - 17 reti private non sembrerebbero rispettare tutti i requisiti previsti dalla definizione di ASDC e pertanto la Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale ha provveduto a inviare ai relativi gestori la relativa comunicazione di preavviso di rigetto, prima di procedere con la decisione finale;
 - per le rimanenti 23 reti sono necessari ulteriori approfondimenti da parte dell'Autorità al fine di poter verificare se sono rispettate le condizioni per ricomprendere le predette reti nel Registro degli ASDC;
- con particolare riferimento alle 6 reti private per le quali i relativi gestori hanno richiesto la rinuncia all'iscrizione nel registro degli ASDC:
 - la documentazione relativa alla rete privata gestita da Aurora, attualmente identificata con il codice distributore 603, non permette di determinare se la predetta configurazione privata abbia avuto, in relazione al periodo dall'1 gennaio 2014, le caratteristiche per rientrare fra le configurazioni ammesse dalla normativa vigente ovvero sia stata caratterizzata dall'esistenza di uno o più clienti finali "nascosti";

- la documentazione relativa alle 3 reti private gestite da Funivie Folgarida Marilleva, identificate con i codici distributore 604, 605 e 606, e quella relativa alla rete privata gestita da Funivie Madonna di Campiglio, attualmente identificata con il codice distributore 608, permette di affermare che le predette reti, nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 e la data di connessione alla rete pubblica dell'ultima delle utenze terze storicamente connessa a ciascuna delle predette reti private, rispettavano i requisiti previsti dalla definizione di ASDC;
- la documentazione che, negli incontri intercorsi nel corso del 2018 con gli Uffici dell'Autorità, Fiera Milano ha presentato in relazione alla rete privata identificata con il codice distributore 622, sembrerebbe confermare il possesso in relazione alla predetta rete dei requisiti per una classificazione tra gli ASDC nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 e la data di connessione alla rete pubblica dell'ultima delle utenze terze storicamente connessa alla predetta rete privata.

RITENUTO OPPORTUNO:

- pubblicare il Registro degli ASDC, di cui al comma 9.1, lettera b), del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, in allegato al presente provvedimento (Tabella 1) classificando come ASDC le reti private che rispondono ai requisiti previsti dalla definizione di ASDC;
- accogliere la richiesta presentata dai relativi gestori di rete e quindi non classificare come ASDC:
 - la configurazione elettrica privata gestita da Aurora, attualmente identificata da Terna con il codice distributore 603;
 - le 3 reti private gestite da Funivie Folgarida Marilleva, attualmente identificate da Terna con i codici distributore 604, 605 e 606;
 - la rete privata gestita da Funivie Madonna di Campiglio, attualmente identificata da Terna con il codice distributore 608;
 - la rete privata gestita da Fiera Milano, attualmente identificata da Terna con il codice distributore 622;
- effettuare ulteriori approfondimenti in merito alla configurazione privata gestita da Aurora al fine di verificare se la predetta configurazione, nel periodo successivo all'1 gennaio 2014 rientrava nelle configurazioni ammissibili dalla normativa vigente, ovvero, era caratterizzata dalla presenza di clienti finali "nascosti";
- rinviare a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione o meno come ASDC delle configurazioni private per le quali, come evidenziato nei precedenti considerati, si è proceduto a inviare una richiesta di integrazioni documentali ovvero un preavviso di rigetto

DELIBERA

1. di pubblicare l'iniziale Registro degli ASDC, di cui al comma 9.1, lettera b), del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, in allegato al presente provvedimento (*Tabella 1*), classificando come ASDC le reti private che risultano conformi ai requisiti previsti dalla definizione di ASDC di cui al comma 1.1, lettera a), del TISDC;
2. di accogliere la richiesta presentata dai relativi gestori di rete e quindi non classificare come ASDC le seguenti reti private, identificate con i relativi codici distributore già rilasciati da Terna:
 - a) la rete privata gestita da Aurora S.r.l. Società Agricola, attualmente identificata con il codice distributore 603;
 - b) le 3 reti private gestite da Funivie Folgarida Marilleva S.p.a., attualmente identificate con i codici distributore 604, 605 e 606;
 - c) la rete privata gestita da Funivie Madonna di Campiglio S.p.a., attualmente identificata con il codice distributore 608;
 - d) la rete privata gestita da Fiera Milano S.p.a., attualmente identificata con il codice distributore 622;
3. di effettuare ulteriori approfondimenti in merito alla configurazione privata gestita da Aurora S.r.l. Società Agricola al fine di verificare se la predetta configurazione, nel periodo dall'1 gennaio 2014 rientrava nelle configurazioni ammissibili dalla normativa vigente, ovvero, era caratterizzata dalla presenza di clienti finali "nascosti";
4. di rinviare a un successivo provvedimento, le determinazioni in merito alla classificazione o meno come ASDC delle configurazioni per le quali, come evidenziato, si è proceduto a inviare una richiesta di integrazioni documentali ovvero un preavviso di rigetto;
5. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dello Sviluppo Economico, nonché a Terna S.p.a., a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e all'Acquirente Unico S.p.a. per i seguiti di propria competenza;
6. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

23 ottobre 2018

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini

Tabella 1

Registro degli ASDC					
Codice Distributore	Nome ASDC	Ragione sociale gestore ASDC	Partita IVA gestore ASDC	Indirizzo del dichiarante	Collocazione rete dell'ASDC
600	Linea Cementifici Matera - Castrovillari	Itacementi S.p.A.	02605580162	Via Stezzano, n. 87 24126 Bergamo (BG)	Provincia: Matera, Cosenza
602	Metanopoli Eni	Enipower S.p.A.	12958270154	Piazza Ezio Vanoni, n. 1 20097 San Donato Milanese (MI)	San Donato Milanese (MI)
613	Centro Commerciale Le Zagare	Alea Heat & Power S.r.l.	02844320594	Via Duca del Mare, n. 19 04100 Latina (LT)	S. Giovanni La Punta (CT)
614	Centro Commerciale-Direzionale Energon	Energon Esco S.p.A.	03288490364	Via Emilio Po, n. 86 41126 Modena (MO)	Mira (VE)
621	Centro Commerciale "Campo dei Fiori"	Consorzio degli Operatori del Centro Commerciale "Campo dei Fiori"	02677940120	Viale Ticino, n. 82 21026 Gavirate (VA)	Gavirate (VA)
636	Centro Commerciale Camporosso	Camporosso S.r.l. Società Unipersonale	02643920925	S. P. 61 km 4,5 09039 Villacidro (VS)	Villacidro (VS)
639	Centro Commerciale Itaca	Consorzio Centro Commerciale Itaca	01732250590	Via Mamurrano Località Santa Croce 04023 Formia (LT)	Formia (LT)
640	Centro Commerciale Maximall	Consorzio Operatori Centro Commerciale Maximall di Pontecagnano Faiano	04454960651	Via Pacinotti, snc 84098 Pontecagnano Faiano (SA)	Pontecagnano Faiano (SA)
646	Orlandi S.p.A. Sito Industriale di Imola	Orlandi S.p.A.	03524600156	Via Matteotti, n. 67 21012 Cassano Magnago (VA)	Imola (BO)

DELIBERAZIONE 19 DICEMBRE 2019
558/2019/R/EEL

MODIFICA DEL TESTO INTEGRATO SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI (TISDC) E POSTICIPO DEI TERMINI PER LA SUA APPLICAZIONE NEL CASO DI RETI ELETTRICHE PORTUALI E AEROPORTUALI INSERITE NEL REGISTRO DEGLI ASDC DOPO IL 31 DICEMBRE 2019. AGGIORNAMENTO DEL REGISTRO DEGLI ALTRI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI (ASDC)

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1093^a riunione del 19 dicembre 2019

VISTI:

- la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la legge 28 gennaio 1994, n. 84/94;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con la legge 11 agosto 2014, n. 116;
- il decreto-legge cd. milleproroghe 30 dicembre 2016, n. 244, come convertito dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19 (di seguito: decreto-legge 244/16);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 11 novembre 1999, n. 463 (di seguito: decreto legislativo 463/99);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235, come integrato e modificato dal decreto legislativo 463/99 (di seguito: DPR 235/77);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010 (di seguito: decreto ministeriale 10 dicembre 2010);
- la Nota integrativa della Commissione Europea del 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*, relativa a chiarimenti nell'interpretazione di quanto disposto dalla direttiva 2009/72/CE, con particolare riferimento alla disciplina relativa ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: Nota integrativa 22 gennaio 2010);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, 156/07, e il relativo Allegato A;

- la deliberazione dell’Autorità 23 giugno 2008, GOP 35/08 (di seguito: deliberazione GOP 35/08);
- la deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato *Settlement* o TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/10), e le relative Tabelle;
- la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2013, 165/2013/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 539/2015/R/eel), e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi o TISDC);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, e i relativi Allegato A, Allegato B e Allegato C;
- la deliberazione dell’Autorità 28 luglio 2016, 442/2016/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 582/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 894/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 426/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 426/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 427/2018/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 23 ottobre 2018, 530/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 530/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 novembre 2018, 613/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 613/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 680/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 680/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 25 giugno 2019, 269/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 269/2019/R/eel);
- la lettera della Società Bayer HealthCare Manufacturing S.r.l. (di seguito: Bayer HealthCare Manufacturing) del 28 giugno 2019, prot. Autorità 17322 del 1 luglio 2019 (di seguito: lettera del 28 giugno 2019).

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 2, comma 12, lettera g), della legge 481/95, stabilisce, tra l’altro, che l’Autorità controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili;

- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi;
- la legge 99/09 e il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, di attuazione di quanto disposto dall'articolo 30, comma 27, della medesima legge 99/09, hanno, tra l'altro, prescritto all'Autorità di individuare le modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita per gli utenti connessi alle Reti Interne di Utente (RIU) e alle altre reti private esistenti;
- successivamente, l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, ha attuato nell'ordinamento nazionale la disciplina relativa ai cosiddetti Sistemi di Distribuzione Chiusi (di seguito: SDC) di cui all'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE, prevedendo che *“i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utente così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009”*;
- in particolare, il citato articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:
 - al paragrafo 1, che *“Gli Stati membri possono stabilire che le Autorità nazionali di regolamentazione o altre Autorità competenti classifichino come sistema di distribuzione chiuso, un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il paragrafo 4, non rifornisce clienti civili, se:*
 - a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure*
 - b) *il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.”*;
 - al paragrafo 4, che *“L'uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area servita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la concessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2.”*;
- la Commissione Europea, con la Nota integrativa 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*, ha fornito ulteriori chiarimenti applicativi in merito alla disciplina comunitaria relativa ai SDC. In tale nota, in particolare, la Commissione Europea evidenzia che:
 - i SDC, quanto alla natura dell'attività esercitata, sono sistemi di distribuzione realizzati all'interno di siti geograficamente limitati;
 - i SDC possono essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni come, a titolo di esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento;
 - gli utenti connessi ai SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condivisi o i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione ovvero legati a quest'ultimo da un vincolo simile (la

- Commissione Europea al riguardo precisa che i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione ovvero legati a quest'ultimo da un vincolo simile devono essere individuati con flessibilità, ammettendo anche i nuclei familiari per i quali esistono rapporti lavorativi con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario a cui afferiva il proprietario del SDC), oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica;
- il requisito di cui alla lettera a) dell'articolo 28, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE (*“per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati”*) attiene a configurazioni impiantistiche in cui vari soggetti condividono una rete che consente l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali. Simile fattispecie si rinviene comunemente in siti industriali in cui il calore prodotto da un sistema cogenerativo utilizzato, per i rispettivi processi produttivi, dai diversi soggetti ivi presenti; il citato requisito si ritiene parimenti rispettato qualora i diversi soggetti presenti in sito necessitino di operare con standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche (ad esempio, con frequenza di rete diversa);
 - la legge 99/09 sembra non prevedere nuove reti private rinviando al recepimento nell'ordinamento nazionale della normativa comunitaria in materia; analogamente, l'articolo 38 del decreto legislativo 93/11, che si limita a identificare i SDC soltanto con le reti private di cui alla legge 99/09, nulla esplicita in merito alla possibile realizzazione di nuovi SDC, mentre la direttiva 2009/72/CE non pone vincoli temporali al riguardo;
 - il decreto-legge 244/16, all'articolo 6, comma 9, ha previsto tra l'altro che, a decorrere dal 1 gennaio 2017, *“le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi”*.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità ha dato attuazione a quanto previsto dal combinato disposto della legge 99/09 e del decreto legislativo 93/11, in materia di RIU e di altre reti private esistenti, con l'approvazione della deliberazione 539/2015/R/eel e del relativo Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC), completando così il quadro definitorio e regolatorio in materia di reti elettriche e SDC. In particolare, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che:
 - a) l'insieme delle infrastrutture elettriche qualificabili come reti elettriche sia suddiviso in due sottoinsiemi (reti pubbliche e SDC);
 - b) rientrino fra le reti pubbliche le reti elettriche gestite da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica ai sensi degli articoli 1, 3 e 9 del decreto legislativo 79/99. All'interno di tale insieme il TISDC distingue due sottoinsiemi: le reti elettriche utilizzate da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di

- distribuzione (reti gestite dalle imprese distributrici concessionarie, cioè da soggetti titolari di una concessione di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99);
- c) rientrano fra i SDC le reti elettriche private, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, a eccezione dei casi di cui al comma 6.1 del TISDC, non riforniscono clienti civili. Tali sistemi, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie ai sensi del decreto legislativo 79/99, sono caratterizzati dalla condizione che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati ovvero dalla condizione che distribuiscono energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate;
 - d) all'interno dell'insieme dei SDC rientrano i seguenti due sottoinsiemi: RIU e Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC), questi ultimi intesi come le reti elettriche private, diverse dalle RIU, esistenti ovvero autorizzate alla data del 15 agosto 2009 e che soddisfino i requisiti dei SDC;
 - e) siano istituiti presso l'Autorità il Registro delle RIU e il Registro delle reti elettriche private qualificate come ASDC (di seguito: Registro degli ASDC);
 - f) i gestori dei SDC siano soggetti ai medesimi compiti e responsabilità cui sono sottoposti i gestori di rete concessionari ai sensi del decreto legislativo 79/99, salvo specifiche deroghe previste dal TISDC, in coerenza con quanto disposto dalla direttiva 2009/72/CE; ciò in quanto i SDC sono reti di distribuzione a tutti gli effetti;
 - g) i SDC non possano estendersi oltre i limiti territoriali del sito su cui essi insistevano alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (15 agosto 2009) e, in particolare, che il perimetro di sito sia coincidente con opportune delimitazioni (muri di cinta, recinzioni, etc.), ovvero, in assenza di esse, sia definito dall'insieme delle particelle catastali su cui insiste la rete privata del SDC nonché delle particelle su cui insistono le diverse utenze a essa già connesse, a eccezione di particelle catastali ove sono ubicati esclusivamente tratti di rete aventi la sola funzione di collegamento elettrico tra siti non contigui;
- con particolare riferimento a quanto descritto nelle precedenti lettere b) e c), l'Autorità, nell'inquadrare, per finalità regolatorie, le diverse tipologie di reti tra le reti pubbliche e i SDC:
 - ha ricompreso nella categoria di "reti elettriche pubbliche" le reti elettriche utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le sole reti di distribuzione di energia elettrica gestite dalle imprese distributrici concessionarie, cioè da soggetti titolari di una concessione di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99; ciò con l'intento di ricomprendere in tale categoria tutte, e soltanto, le reti i cui gestori sono gravati dall'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta (c.d. reti con obbligo di connessione di terzi);

- ha inteso ricomprendere nella categoria di “reti elettriche private” tutte quelle reti elettriche gestite da soggetti che non sono titolari di una concessione (di trasmissione o di distribuzione) rilasciata ai sensi del decreto legislativo 79/99 e che quindi non hanno l’obbligo di connettere tutti i terzi; la finalità di tale categoria, e della regolazione a essa correlata, è quella di assicurare l’applicazione, anche nelle reti senza obbligo di connessione di terzi (quindi configurazioni impiantistiche chiuse e diverse da quelle previste dal decreto legislativo 79/99), dei generali principi di derivazione comunitaria in tema di distribuzione, quali quello dell’obbligo di accesso di terzi (c.d. *third party access* – TPA) in forza del quale ogni soggetto connesso a una rete può scegliere sul mercato libero il proprio venditore;
- l’articolo 9 del TISDC stabilisce, tra l’altro, che:
 - ai fini della ricomprensione nel Registro degli ASDC, i gestori dei potenziali ASDC, entro il 30 settembre 2018, avrebbero dovuto inviare all’Autorità, e, per conoscenza, al gestore della rete pubblica su cui insiste il punto di interconnessione principale e all’impresa distributrice concessionaria responsabile sul territorio su cui insiste la maggior parte della rete privata (se diversa), una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, contenente una serie di informazioni relative alle caratteristiche della rete privata che si ritiene sia classificabile come ASDC, tra cui anche il codice distributore rilasciato da Terna;
 - nel caso delle reti elettriche per la cui gestione un’Autorità e/o un apposito Ente abbia il potere di rilasciare concessioni per l’erogazione dei pubblici servizi (ivi incluso quello della distribuzione di energia elettrica), quali quelle insite in porti e aeroporti, il diritto di inserimento nel Registro degli ASDC possa essere esercitato anche a seguito di richiesta in data successiva al 30 settembre 2018;
 - Terna, a decorrere dal 1 gennaio 2019 nel caso delle RIU e a decorrere dal 1 gennaio 2020 nel caso degli ASDC, pubblici sul proprio sito internet, in apposite sezioni tra esse distinte, il Registro delle RIU e il Registro degli ASDC, specificando per ciascuna rete il relativo gestore, i relativi codici identificativi e i Comuni su cui insiste la rete privata, garantendone il tempestivo aggiornamento e mantenendo l’archivio storico delle variazioni societarie che interverranno. A decorrere dalle medesime date, i Registri delle RIU e degli ASDC coincidono con i registri pubblicati e aggiornati sul sito di Terna (comma 9.11 del medesimo TISDC);
 - fatte salve eventuali dismissioni, il gestore del SDC, a decorrere dal 1 gennaio 2019 nel caso delle RIU e a decorrere dal 1 gennaio 2020 nel caso degli ASDC, rispetti gli obblighi di comunicazione e di aggiornamento previsti dalla regolazione generale e in particolare gli obblighi previsti dal Sistema Informativo Integrato (SII), dalla deliberazione GOP 35/08, dal sistema GAUDÌ, dal Codice di Rete di Terna, dal Testo Integrato *Settlement*, nonché, nel caso in cui siano apportate modifiche, dalle procedure definite da Terna ai sensi del comma 9.12 del medesimo TISDC, ferma restando la necessità di mantenere

- aggiornata la relazione tecnica descrittiva che illustri tutte le caratteristiche dell'ASDC;
- il gestore di un SDC comunichi all'Autorità le sole richieste di dismissione e conseguente cancellazione del SDC dal Registro delle RIU ovvero dal Registro degli ASDC;
 - le modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC trovano applicazione a decorrere:
 - dal 1 gennaio 2018 nel caso di RIU;
 - dal 1 luglio 2019 nel caso di ASDC diversi da quelli di cui al successivo alinea;
 - dal 1 gennaio 2020 nel caso di reti portuali che potranno essere classificate come ASDC.

Fino alle predette date i diversi ASDC continuano a essere gestiti con le medesime modalità utilizzate prima dell'entrata in vigore della deliberazione 539/2015/R/eel;

- il primo elenco di reti elettriche private qualificate come RIU è stato inizialmente definito con la Tabella 1 allegata alla deliberazione ARG/elt 52/10. Tale elenco, dopo l'entrata in vigore del TISDC, confluito nel Registro delle RIU che, nel corso degli anni, ha subito più volte modifiche e integrazioni, da ultimo quelle apportate con la deliberazione 426/2018/R/eel e con la deliberazione 269/2019/R/eel;
- il Registro degli ASDC è stato pubblicato per la prima volta con la deliberazione 530/2018/R/eel ed è stato integrato con le successive deliberazioni 613/2018/R/eel, 680/2018/R/eel e 269/2019/R/eel; l'attuale Registro include 23 ASDC.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 680/2018/R/eel e con la deliberazione 269/2019/R/eel, l'Autorità ha rinviato a successivi provvedimenti le decisioni in merito alla ricomprensione nel Registro degli ASDC delle reti elettriche dei porti di Civitavecchia, Fiumicino e Gaeta, al fine di effettuare approfondimenti in merito all'applicazione della disciplina degli ASDC alle reti portuali. La società Port Utilities S.p.A. (di seguito: Port Utilities), concessionario dell'attività di gestione dei relativi servizi portuali, ivi inclusa la distribuzione di energia elettrica, infatti, nel presentare l'istanza per l'inclusione delle reti dei medesimi porti nel Registro degli ASDC, ha evidenziato che tale richiesta è stata fatta a scopo cautelativo. La medesima società ha sollevato perplessità sull'applicazione della disciplina degli ASDC alle reti portuali, ritenendo che le attività svolte nei porti, ivi inclusa l'attività di distribuzione di energia elettrica, siano da collocare nell'ambito dei servizi portuali di interesse generale e che i medesimi servizi portuali siano disciplinati dalle leggi speciali in materia portuale e non dalle norme generali comunitarie e nazionali inerenti ai mercati dell'energia elettrica;
- le considerazioni critiche svolte da Port Utilities non sono fondate per i seguenti motivi:
 - indipendentemente dal fatto che le reti site nei sistemi portuali o nei sedimi aereoportuali siano gestite sulla base di concessioni rilasciate da enti diversi da

quelli previsti dal decreto legislativo 79/99, ciò che assume valore decisivo è il fatto, ribadito anche dalla Commissione europea e dalla giurisprudenza della Corte di Giustizia, che le attività erogate mediante le infrastrutture elettriche presenti nei porti e aeroporti sono, a tutti gli effetti, attività di distribuzione di energia elettrica come definita dall'articolo 2, comma 14, del decreto legislativo 79/99 e, come tale, sottoposta ai poteri di regolazione ed *enforcement* attribuiti all'Autorità dal medesimo decreto legislativo e, ancor prima dalla legge 481/95, nonché dal decreto legislativo 93/11. I poteri di regolazione dell'Autorità si estendono, infatti, a tutti i segmenti della filiera in cui si articolano i settori regolati e ciò indipendentemente dal titolo in base al quale una certa attività viene esercitata (sia essa svolta sulla base di una concessione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero sulla base di un altro titolo);

- sotto il profilo della gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica nei sistemi portuali e aeroportuali, il soggetto che distribuisce energia elettrica all'interno dei medesimi sistemi, qualora non sia il soggetto concessionario competente nella relativa area territoriale ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 79/99, non è sottoposto, proprio in ragione delle caratteristiche peculiari di tali reti elettriche (e della scelta compiuta dall'Autorità che ha eventualmente rilasciato il titolo concessorio), a un obbligo di connessione di tutti i terzi; l'obbligo di connessione di tutti i terzi è tipico, invece, della gestione delle infrastrutture elettriche affidate mediante concessione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99;
- in forza del quadro giuridico vigente e alla luce della normativa comunitaria in materia, l'Autorità può, quindi, prevedere, come fatto in sede di approvazione del TISDC con la deliberazione 539/2015/R/eel, che a tali reti (portuali e aeroportuali) si applichi la regolazione prevista per i SDC, in considerazione del fatto che la normativa comunitaria colloca tali reti all'interno dei SDC e che, sul piano gestionale e regolatorio, le reti portuali e aeroportuali sono fattispecie che appaiono più prossime agli ASDC piuttosto che alle reti di distribuzione di energia elettrica gestite dai gestori concessionari di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 79/99: ciò in virtù del fatto che le prime, come gli ASDC, sono "reti con obbligo di connessione dei soli terzi connettibili", mentre le reti di distribuzione gestite dai gestori concessionari di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 79/99 sono "reti con obbligo di connessione di terzi";
- quanto evidenziato nel precedente alinea risulta coerente con l'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16, nella parte in cui nell'individuare le modalità di applicazione degli oneri generali di sistema all'energia elettrica prelevata, stabilisce che le parti variabili degli oneri generali di sistema devono essere applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi; con ciò implicitamente evidenziando una differenziazione non tanto sotto il profilo giuridico tra reti pubbliche o private, ma piuttosto sotto il profilo regolatorio tra reti con obbligo di connessione di terzi e altre reti elettriche (queste ultime prive del predetto obbligo generale);

- tuttavia, il riferimento compiuto dal TISDC ai concetti di rete pubblica e rete privata può aver effettivamente ingenerato confusione e dubbi interpretativi, quali quelli sollevati dalla società Port Utilities; in tale contesto, alcuni gestori di infrastrutture di rete site in porti e in aeroporti potrebbero aver senza colpa ritenuto che la disciplina del TISDC non si applicasse loro o, in alternativa, potrebbero aver deciso di attendere i chiarimenti dell’Autorità sopra riportati.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- Bayer Healthcare Manufacturing, in qualità di gestore della rete privata sita nel Comune di Garbagnate Milanese (MI), denominata “Bayer Garbagnate Milanese” e identificata con il codice distributore 611, con lettera del 28 giugno 2019 ha richiesto la cancellazione della predetta rete privata dal Registro degli ASDC a decorrere dalla data del 1 luglio 2019 in quanto, a seguito della connessione alla rete pubblica dell’unica unità di consumo diversa da quella nella titolarità del predetto gestore di rete, sono venuti meno i requisiti per la classificazione del sistema tra gli ASDC;
- la Società CBRE GWS Technical Division S.p.A. (di seguito: CBRE GWS Technical Division), in qualità di gestore dell’ASDC denominato “Complesso via Monte Rosa, n. 91” e identificato con il codice distributore 653, ha segnalato all’Autorità la necessità di aggiornare l’indirizzo della propria sede legale.

RITENUTO CHE:

- al fine di superare i dubbi sollevati e assicurare chiarezza agli operatori interessati, in merito alla disciplina applicabile, sulla base di quanto sopra chiarito, sia opportuno adeguare la regolazione del TISDC utilizzando, in luogo dei riferimenti alle categorie di reti pubbliche e reti private, le categorie di reti con obbligo di connessione di terzi e reti senza obbligo di connessione di terzi;
- tuttavia, poiché il TISDC, in coerenza con la finalità di definire una disciplina semplificata della regolazione ordinaria del servizio di distribuzione, pone in capo ai gestori dei SDC comunque un obbligo di connettere le sole utenze che dovessero sorgere all’interno del perimetro territoriale in cui insiste la propria rete (c.d. utenze connettabili), al fine di evitare nuove incertezze applicative derivanti dalla presenza di tali obblighi di connessione e dal contestuale espresso impiego del concetto di rete senza obblighi di connessione di terzi, sia opportuno sostituire, nel TISDC, la dizione “reti con obbligo di connessione di terzi” alla precedente “reti pubbliche”, nonché la dizione “reti con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili” alla precedente “reti private”, a parità di significato e di effetti;
- posticipare dal 1 gennaio 2020 al 1 gennaio 2021 l’applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli ASDC successivamente al 31 dicembre 2019, al fine di concedere ai relativi gestori un congruo periodo per effettuare tutte le attività propedeutiche previste dal TISDC;

- modificare il comma 9.11 del TISDC al fine di posticipare al 1 gennaio 2021 la data a decorrere dalla quale Terna sia tenuta a pubblicare sul proprio sito internet il Registro degli ASDC, specificando per ciascuna rete il relativo gestore, i relativi codici identificativi e i Comuni su cui insiste la rete privata, garantendone il tempestivo aggiornamento e mantenendo l'archivio storico delle variazioni societarie che interverranno;
- aggiornare il Registro degli ASDC di cui al comma 9.1, lettera b), del TISDC, sostituendo la *Tabella 1* allegata alla deliberazione 530/2018/R/eel (già aggiornata, da ultimo, con la deliberazione 269/2019/R/eel) con la Tabella 1 allegata al presente provvedimento al fine di:
 - a) inserire, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2020, la rete elettrica denominata "Porto Civitavecchia", gestita da Port Utilities, sita nei Comuni di Civitavecchia (RM) e Tarquinia (VT) e identificata con il codice distributore 618;
 - b) inserire, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2020, la rete elettrica denominata "Porto Fiumicino", gestita da Port Utilities, sita nel Comune di Fiumicino (RM) e identificata con il codice distributore 619;
 - c) inserire, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2020, la rete elettrica denominata "Porto Gaeta", gestita da Port Utilities, sita nel Comune di Gaeta (LT) e identificata con il codice distributore 620;
 - d) escludere, con effetti a decorrere dal 1 luglio 2019, la rete elettrica denominata "Bayer Garbagnate Milanese", gestita da Bayer Healthcare Manufacturing, sita nel Comune di Garbagnate Milanese (MI) e identificata con il codice distributore 611;
 - e) aggiornare, con effetti a decorrere dal 1 luglio 2019, l'indirizzo della sede legale della Società CBRE GWS Technical Division, gestore dell'ASDC denominato "Complesso via Monte Rosa, n. 91", sito nel Comune di Milano (MI) e identificato con il codice distributore 653

DELIBERA

1. di modificare il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi come di seguito descritto:
 - nel titolo del medesimo TISDC, le parole "altre reti private" sono sostituite dalle seguenti parole: "altri sistemi di distribuzione chiusi";
 - all'interno del TISDC sostituire:
 - le parole "gestore di rete concessionario" con le seguenti parole: "gestore di rete con obbligo di connessione di terzi";
 - le parole "gestore di rete privata" e "gestore della rete privata" con le seguenti parole: "gestore di rete con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili";
 - le parole "rete pubblica" con le seguenti parole: "rete con obbligo di connessione di terzi";

- le parole “reti pubbliche” con le seguenti parole: “reti con obbligo di connessione di terzi”;
- le parole “rete privata” con le seguenti parole: “rete con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili”;
- le parole “reti private” con le seguenti parole: “reti con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili”;
- all’articolo 1, comma 1.1:
 - la lettera e), sostituita dalla seguente: “
 - e) **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi:** gestore di una rete di trasmissione o di distribuzione titolare di una concessione per l’erogazione del servizio di trasmissione o di distribuzione ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell’articolo 1-ter del DPR 235/77;”;
 - lettera p), le parole “non è titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge” sono sostituite dalle seguenti parole: “, in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge, non è titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione rilasciata ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell’articolo 1-ter del DPR 235/77”;
 - lettera p), penultimo alinea le parole “(reti private non SDC)” sono eliminate;
 - lettera q), le parole “decreto ministeriale 79/99” sono sostituite dalle seguenti parole: “decreto legislativo 79/99 ovvero dall’articolo 1-ter del DPR 235/77”;
 - la lettera u), sostituita con la seguente: “
 - u) **rete con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili:** una qualsiasi rete elettrica gestita da un gestore di rete non titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione rilasciata ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell’articolo 1-ter del DPR 235/77 e che non ha l’obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta, ma solo le utenze connettabili come disciplinate dall’articolo 6 del TISDC;”;
 - lettera v), dopo le parole “concessioni di distribuzione” sono aggiunte le seguenti parole: “rilasciate ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell’articolo 1-ter del DPR 235/77”;
 - lettera ff), le parole “rete di distribuzione o alla rete di trasmissione” sono sostituite dalle seguenti parole: “predetta rete”;
- all’articolo 4, comma 4.1, la lettera b) è sostituita dalla seguente: “
 - b) gli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) in cui rientrano le altre reti di cui all’articolo 30, comma 27, della legge 99/09, ivi incluse le reti portuali e le reti aeroportuali.”;
- all’articolo 10, al termine del comma 10.1, sono aggiunte le seguenti parole: “rilasciate ai sensi degli articoli 3 e 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell’articolo 1-ter del DPR 235/77”;

2. di modificare il comma 9.11 del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, sostituendo le parole “a partire dall’1 gennaio 2020” con le seguenti parole: “a partire dall’1 gennaio 2021”;
3. di posticipare, nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli ASDC successivamente al 31 dicembre 2019, l’applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, dal 1 gennaio 2020 al 1 gennaio 2021;
4. aggiornare il Registro degli ASDC di cui al comma 9.1, lettera b), del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, sostituendo la *Tabella 1* allegata alla deliberazione 530/2018/R/eel (già aggiornata, da ultimo, con la deliberazione 269/2019/R/eel) con la *Tabella 1* allegata al presente provvedimento al fine di:
 - inserire, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2020, la rete elettrica denominata “Porto Civitavecchia”, gestita da Port Utilities, sita nei Comuni di Civitavecchia (RM) e Tarquinia (VT) e identificata con il codice distributore 618;
 - inserire, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2020, la rete elettrica denominata “Porto Fiumicino”, gestita da Port Utilities, sita nel Comune di Fiumicino (RM) e identificata con il codice distributore 619;
 - inserire, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2020, la rete elettrica denominata “Porto Gaeta”, gestita da Port Utilities, sita nel Comune di Gaeta (LT) e identificata con il codice distributore 620;
 - escludere, con effetti a decorrere dal 1 luglio 2019, la rete elettrica denominata “Bayer Garbagnate Milanese”, gestita da Bayer Healthcare Manufacturing, sita nel Comune di Garbagnate Milanese (MI) e identificata con il codice distributore 611;
 - aggiornare, con effetti a decorrere dal 1 luglio 2019, l’indirizzo della sede legale della Società CBRE GWS Technical Division, gestore dell’ASDC denominato “Complesso via Monte Rosa, n. 91”, sito nel Comune di Milano (MI) e identificato con il codice distributore 653;
5. sostituire la *Tabella 1* allegata alla deliberazione 530/2018/R/eel con la *Tabella 1* allegata al presente provvedimento;
6. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dello Sviluppo Economico, nonché a Terna S.p.A., a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e all’Acquirente Unico S.p.A. per i seguiti di propria competenza;
7. di pubblicare la presente deliberazione e il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, come modificato dal presente provvedimento, sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

19 dicembre 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini

DIRETTIVE

DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

del 5 giugno 2019

relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE

(rifusione)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

IL PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo 194, paragrafo 2,

vista la proposta della Commissione europea,

previa trasmissione del progetto di atto legislativo ai parlamenti nazionali,

visto il parere del Comitato economico e sociale europeo ⁽¹⁾,

visto il parere del Comitato delle regioni ⁽²⁾,

deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria ⁽³⁾,

considerando quanto segue:

- (1) Occorre apportare una serie di modifiche alla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁴⁾. A fini di chiarezza è opportuno procedere alla sua rifusione.
- (2) Attraverso l'organizzazione di mercati dell'energia elettrica transfrontalieri competitivi, il mercato interno dell'energia elettrica, la cui progressiva realizzazione in tutta l'Unione è in atto dal 1999, persegue lo scopo di offrire a tutti i clienti finali dell'Unione, privati o imprese, una reale libertà di scelta, di creare nuove opportunità commerciali, garantire prezzi competitivi, inviare segnali di investimento efficienti e offrire più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti ed allo sviluppo sostenibile.
- (3) La direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁵⁾ e la direttiva 2009/72/CE hanno fornito un contributo significativo alla realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica. Il sistema energetico dell'Unione è tuttavia in piena trasformazione. Il comune obiettivo di decarbonizzare il sistema energetico crea nuove opportunità e sfide per i partecipanti al mercato. Parallelamente, il progresso tecnologico comporta nuove forme di partecipazione dei consumatori e cooperazione transfrontaliera. È necessario adattare le norme sul mercato dell'Unione alla nuova realtà del mercato.
- (4) La comunicazione della Commissione del 25 febbraio 2015 dal titolo «Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici» mira a un'Unione dell'energia in cui i cittadini sono in primo piano, svolgono un ruolo attivo nella transizione energetica, si avvantaggiano delle nuove tecnologie per pagare di meno e partecipano attivamente al mercato, e in cui i consumatori vulnerabili sono tutelati.

⁽¹⁾ GU C 288 del 31.8.2017, pag. 91.

⁽²⁾ GU C 342 del 12.10.2017, pag. 79.

⁽³⁾ Posizione del Parlamento europeo del 26 marzo 2018 (non ancora pubblicata nella Gazzetta ufficiale) e decisione del Consiglio del 22 maggio 2019.

⁽⁴⁾ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55).

⁽⁵⁾ Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE (GU L 176 del 15.7.2003, pag. 37) abrogata e sostituita, con effetto a decorrere dal 2 marzo 2011, dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55).

- (5) Nella sua comunicazione del 15 luglio 2015 dal titolo «Un “new deal” per i consumatori di energia», la Commissione ha delineato la propria visione di un mercato al dettaglio che risponda meglio alle esigenze dei consumatori di energia, anche attraverso una maggiore connessione tra mercati all'ingrosso e al dettaglio. Sfruttando le nuove tecnologie e ricorrendo ai servizi energetici offerti da imprese nuove e innovative, tutti i consumatori dovrebbero essere in grado di partecipare pienamente alla transizione energetica e di gestire i consumi con soluzioni efficienti che consentano loro di risparmiare denaro e contribuire alla riduzione complessiva del consumo energetico.
- (6) Nella comunicazione della Commissione del 15 luglio 2015 dal titolo «Avvio del processo di consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato dell'energia» si sottolinea che il passaggio dalla produzione in grandi impianti di generazione centralizzati a una produzione decentrata di elettricità da fonti rinnovabili e verso mercati a basse emissioni di carbonio richiede un adeguamento delle attuali norme sulla compravendita di energia elettrica e un cambiamento dei ruoli all'interno del mercato. La comunicazione mette inoltre in evidenza la necessità di organizzare i mercati dell'energia elettrica in modo più flessibile e di integrare pienamente tutti gli attori del mercato, tra cui i produttori di energia da fonti rinnovabili, i nuovi fornitori di servizi energetici, i fornitori di stoccaggio dell'energia e la domanda flessibile. È altrettanto importante che l'Unione investa con urgenza nell'interconnessione a livello di Unione per il trasferimento dell'energia attraverso sistemi di trasmissione dell'energia elettrica ad alta tensione.
- (7) Al fine di creare un mercato interno dell'energia elettrica, gli Stati membri dovrebbero promuovere l'integrazione dei loro mercati nazionali e la cooperazione tra i gestori dei sistemi a livello dell'Unione e regionale e includere i sistemi isolati che costituiscono le isole energetiche tuttora esistenti nell'Unione.
- (8) Oltre ad affrontare queste nuove sfide, la presente direttiva è intesa a sormontare gli ostacoli che tuttora si frappongono al completamento del mercato interno dell'energia elettrica. Il quadro normativo perfezionato è necessario per risolvere i problemi attualmente posti dall'esistenza di mercati nazionali frammentati, spesso ancora caratterizzati da un elevato numero di interventi normativi. Tali interventi hanno creato ostacoli alla fornitura di energia elettrica su base paritaria e hanno innalzato i costi rispetto a soluzioni basate sulla cooperazione transfrontaliera e sui principi del mercato.
- (9) L'Unione riuscirebbe a conseguire nel modo più efficace i suoi obiettivi in materia di energia rinnovabile mediante la creazione di un quadro di mercato che premi la flessibilità e l'innovazione. Un valido assetto del mercato dell'energia elettrica è il fattore chiave per la diffusione dell'energia rinnovabile.
- (10) Il ruolo dei consumatori è fondamentale per conseguire la flessibilità necessaria ad adattare il sistema elettrico a una generazione distribuita e variabile da fonti di energia elettrica rinnovabili. Grazie al progresso tecnologico nella gestione delle reti e nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili si prospettano molte opportunità per i consumatori. Una sana concorrenza è indispensabile per far sì che sul mercato al dettaglio trovino spazio nuovi servizi innovativi rispondenti alle mutate esigenze e capacità dei consumatori, nonché per aumentare la flessibilità del sistema. Tuttavia, la mancanza di informazioni fornite ai consumatori in tempo reale o quasi in tempo reale in merito al loro consumo energetico ha impedito ai consumatori di partecipare attivamente al mercato energetico e alla transizione energetica. Responsabilizzando i consumatori e fornendo loro gli strumenti per partecipare maggiormente al mercato, compresa la partecipazione in modi nuovi, si vuole che i cittadini nell'Unione beneficino del mercato interno dell'energia elettrica e che l'Unione raggiunga gli obiettivi che si è data in materia di energia rinnovabile.
- (11) Le libertà assicurate ai cittadini dell'Unione dal trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE) — tra l'altro, la libera circolazione delle merci, la libertà di stabilimento e la libera fornitura dei servizi — possono essere attuate soltanto in un mercato completamente aperto, che consenta a tutti i clienti la libera scelta dei fornitori e ad ogni fornitore la libera fornitura ai propri clienti.
- (12) La promozione di una concorrenza leale e di un facile accesso per i vari fornitori riveste la massima importanza per gli Stati membri al fine di permettere ai consumatori di godere pienamente delle opportunità di un mercato interno dell'energia elettrica liberalizzato. Tuttavia, nelle piccole reti elettriche periferiche e nelle reti non collegate ad altri Stati membri, in cui i prezzi dell'energia elettrica non forniscono il segnale adeguato a stimolare gli investimenti, è ancora possibile riscontrare un fallimento del mercato, il che richiede pertanto soluzioni specifiche al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento.
- (13) Al fine di promuovere la concorrenza e assicurare la fornitura di energia elettrica al prezzo più competitivo possibile, gli Stati membri e le autorità di regolazione dovrebbero agevolare l'accesso transfrontaliero di nuovi fornitori di energia elettrica da fonti di energia diverse come pure di nuovi fornitori di generazione, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda.

- (14) Gli Stati membri dovrebbero garantire che nel mercato interno dell'energia elettrica non vi siano barriere ingiustificate per quanto riguarda l'ingresso nel mercato, l'attività nel mercato e l'uscita dallo stesso. Al contempo, dovrebbe essere chiarito che tale obbligo lascia impregiudicate le competenze che gli Stati membri mantengono in relazione ai paesi terzi. Tale chiarimento non dovrebbe essere interpretato nel senso che uno Stato membro è autorizzato a esercitare la competenza esclusiva dell'Unione. Dovrebbe altresì essere chiarito che, al pari di tutti gli altri partecipanti al mercato, i partecipanti al mercato provenienti da paesi terzi che operano nel mercato interno devono rispettare il diritto applicabile dell'Unione e nazionale.
- (15) Le regole di mercato consentono l'accesso e l'uscita dei produttori e dei fornitori sulla base della valutazione che effettuano sulla sostenibilità economica e finanziaria delle loro operazioni. Tale principio non è incompatibile con la possibilità per gli Stati membri di imporre obblighi di servizio pubblico alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica nell'interesse economico generale in conformità dei trattati, in particolare dell'articolo 106 TFUE, e della presente direttiva e del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁶⁾.
- (16) Nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014, il Consiglio europeo ha dichiarato che la Commissione, sostenuta dagli Stati membri, deve adottare misure urgenti per garantire la realizzazione di un obiettivo minimo del 10 % per le interconnessioni elettriche esistenti, in via urgente e non più tardi del 2020, almeno per gli Stati membri che non hanno ancora conseguito un livello minimo di integrazione nel mercato interno dell'energia, vale a dire gli Stati baltici, il Portogallo e la Spagna, e per quelli che costituiscono il loro principale punto di accesso al mercato interno dell'energia, e che la Commissione deve riferire periodicamente al Consiglio europeo allo scopo di conseguire l'obiettivo del 15 % entro il 2030.
- (17) Un'interconnessione fisica sufficiente con i paesi limitrofi è importante per consentire agli Stati membri e ai paesi limitrofi di beneficiare degli effetti positivi del mercato interno, come messo in rilievo nella comunicazione della Commissione del 23 novembre 2017 «Rafforzare le reti energetiche dell'Europa» e rispecchiato nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima degli Stati membri ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁷⁾.
- (18) I mercati dell'energia elettrica differiscono da altri mercati, come quelli del gas naturale, per esempio perché comportano la commercializzazione di un prodotto che attualmente non è possibile stoccare agevolmente ed è ottenuto utilizzando una molteplicità di impianti di generazione, anche attraverso la generazione distribuita. Tale differenza si riflette nei diversi approcci al trattamento normativo degli interconnettori nel settore dell'energia elettrica e del gas. L'integrazione dei mercati dell'energia elettrica richiede un elevato livello di cooperazione tra gestori dei sistemi, partecipanti al mercato e autorità di regolazione, soprattutto quando l'energia elettrica è commercializzata tramite l'accoppiamento dei mercati.
- (19) Tra gli obiettivi principali della presente direttiva dovrebbero figurare la garanzia di norme comuni per un vero mercato interno e un'ampia offerta di energia elettrica accessibile a tutti. A tal fine, prezzi di mercato senza distorsioni costituirebbero un incentivo per le interconnessioni transfrontaliere e per gli investimenti nella nuova generazione di energia elettrica, determinando, a lungo termine, la convergenza dei prezzi.
- (20) I prezzi di mercato dovrebbero fornire il giusto incentivo allo sviluppo della rete e agli investimenti in nuova generazione di energia elettrica.
- (21) Nel mercato interno dell'energia elettrica esistono diversi tipi di organizzazione del mercato. Le misure che gli Stati membri potrebbero adottare per garantire parità di condizioni dovrebbero essere basate su esigenze prioritarie di interesse generale. La Commissione dovrebbe essere consultata sulla compatibilità di tali misure con il TFUE e con altro diritto dell'Unione.
- (22) Gli Stati membri dovrebbero continuare ad avere l'ampio potere discrezionale di imporre obblighi di servizio pubblico alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica per perseguire obiettivi di interesse economico generale. Gli Stati membri dovrebbero garantire ai clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono opportuno, alle piccole imprese, il diritto di essere riforniti di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi facilmente

⁽⁶⁾ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione) (Cfr. pag. 54 della presente Gazzetta ufficiale).

⁽⁷⁾ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1).

comparabili, trasparenti e competitivi. Tuttavia, gli obblighi di servizio pubblico sotto forma di fissazione dei prezzi per la fornitura di energia elettrica costituiscono una misura fundamentalmente distorsiva, che spesso comporta un accumulo del deficit tariffario, una scelta limitata per i consumatori, scarsi incentivi al risparmio di energia e agli investimenti nell'efficienza energetica, bassi standard di servizio, calo del coinvolgimento e della soddisfazione dei consumatori e restrizione della concorrenza, oltre che un numero inferiore di prodotti e servizi innovativi sul mercato. Gli Stati membri dovrebbero pertanto applicare altri strumenti, in particolare misure mirate di politica sociale, per salvaguardare l'accessibilità economica dell'energia elettrica per i cittadini. Gli interventi pubblici sulla fissazione dei prezzi per la fornitura di energia elettrica dovrebbero aver luogo solo in quanto obblighi di servizio pubblico ed essere soggetti alle specifiche condizioni indicate nella presente direttiva. Un mercato al dettaglio dell'energia elettrica completamente liberalizzato e ben funzionante stimolerebbe la concorrenza, sia sui prezzi sia su fattori diversi dal prezzo, tra i fornitori esistenti e incentiverebbe l'ingresso di nuovi operatori sul mercato, ampliando così la scelta per i consumatori e innalzandone il grado di soddisfazione.

- (23) Gli obblighi di servizio pubblico sotto forma di fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica dovrebbero essere utilizzati in circostanze e per beneficiari ben definiti, senza prevalere sul principio di apertura dei mercati, e dovrebbero avere una durata limitata. Tali circostanze potrebbero ad esempio verificarsi nel caso in cui la fornitura sia fortemente limitata, il che comporta prezzi dell'energia elettrica più elevati del normale, oppure nel caso di un fallimento del mercato in cui gli interventi da parte delle autorità di regolazione e delle autorità preposte alla tutela della concorrenza sono risultati inefficaci. Ciò si ripercuoterebbe in misura sproporzionata sulle famiglie e, in particolare, sui consumatori vulnerabili che, rispetto ai consumatori con reddito elevato, di solito per pagare le bollette energetiche spendono una percentuale più elevata del proprio reddito disponibile. Al fine di mitigare gli effetti distorsivi degli obblighi di servizio pubblico nella fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica, gli Stati membri che ricorrono a tali interventi dovrebbero porre in essere misure aggiuntive, comprese misure che impediscano le distorsioni nella fissazione dei prezzi sui mercati all'ingrosso. Gli Stati membri dovrebbero garantire che tutti i beneficiari di prezzi regolati siano in grado di beneficiare pienamente delle offerte disponibili sul mercato competitivo, se decidono di farlo. A tal fine, detti beneficiari devono disporre di contatori intelligenti e avere accesso a contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica. Dovrebbero inoltre essere informati direttamente e periodicamente delle offerte e dei risparmi disponibili sul mercato competitivo, in particolare dei contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, e dovrebbero ricevere assistenza per rispondere alle offerte basate sul mercato e beneficiarne.
- (24) Il diritto dei beneficiari di prezzi regolati a essere dotati di contatori intelligenti individuali senza costi supplementari non dovrebbe impedire agli Stati membri di modificare la funzionalità dei contatori intelligenti qualora non esista un'infrastruttura per contatori intelligenti per via dell'esito negativo della valutazione costi-benefici relativa all'introduzione di sistemi di contatori intelligenti.
- (25) Gli interventi pubblici nella fissazione dei prezzi per la fornitura dell'energia elettrica non dovrebbero portare a trasferimenti incrociati diretti tra diverse categorie di clienti. In virtù di tale principio, i sistemi di prezzi non devono far ricadere esplicitamente su talune categorie di clienti il costo degli interventi sui prezzi che riguardano altre categorie di clienti. Ad esempio, un sistema di prezzi in cui i costi siano sostenuti dai fornitori o da altri operatori in maniera non discriminatoria non dovrebbe essere considerato come trasferimenti incrociati diretti.
- (26) Al fine di garantire nell'Unione la salvaguardia di un servizio pubblico di livello elevato, tutte le misure adottate dagli Stati membri per conseguire l'obiettivo della presente direttiva dovrebbero essere regolarmente comunicate alla Commissione. La Commissione dovrebbe pubblicare regolarmente una relazione che analizzi le misure adottate a livello nazionale per realizzare gli obiettivi di servizio pubblico e che confronti la loro efficacia, al fine di formulare raccomandazioni circa le misure da adottare a livello nazionale per conseguire elevati livelli di servizio pubblico.
- (27) Gli Stati membri dovrebbero poter designare un fornitore di ultima istanza. Tale fornitore potrebbe essere la divisione vendite di un'impresa di distribuzione verticalmente integrata che svolge altresì le funzioni di distribuzione, a condizione che rispetti i requisiti di indipendenza della presente direttiva.
- (28) Le misure attuate dagli Stati membri per conseguire gli obiettivi di coesione economica e sociale dovrebbero poter comprendere in particolare la concessione di incentivi economici adeguati, facendo eventualmente ricorso a strumenti nazionali e dell'Unione esistenti. Tali strumenti possono includere meccanismi di responsabilità per garantire l'investimento necessario.
- (29) Nella misura in cui le misure adottate dagli Stati membri per adempiere agli obblighi di servizio pubblico costituiscono aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE, gli Stati membri sono tenuti, ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, TFUE, a notificarle alla Commissione.

- (30) Il diritto intersettoriale fornisce una base solida per la protezione dei consumatori in un'ampia gamma di servizi energetici che già esistono ed è probabile che si evolvano. Taluni diritti contrattuali di base dei consumatori dovrebbero tuttavia essere stabiliti chiaramente.
- (31) I consumatori di energia elettrica dovrebbero poter disporre di informazioni semplici e univoche sui loro diritti in relazione al settore energetico. La Commissione ha redatto, dopo aver consultato le parti interessate, inclusi gli Stati membri, le autorità di regolazione, le organizzazioni dei consumatori e le imprese elettriche, una lista per i consumatori di energia che fornisce ai consumatori informazioni pratiche sui loro diritti. Detta lista per i consumatori di energia dovrebbe essere tenuta aggiornata, fornita a tutti i consumatori e messa a disposizione del pubblico.
- (32) Diversi fattori impediscono ai consumatori di accedere alle varie fonti di informazioni sul mercato a loro disposizione, di capirle e di agire di conseguenza. Ne consegue che è opportuno migliorare la comparabilità delle offerte e ridurre al minimo possibile gli ostacoli al cambio di fornitore senza limitare indebitamente la scelta dei consumatori.
- (33) Per cambiare fornitore i consumatori più piccoli continuano a dover sostenere oneri diretti o indiretti di svariata natura. Tali oneri complicano l'identificazione del prodotto o del servizio migliore e riducono l'immediato vantaggio finanziario derivante dal cambio di fornitore. Sebbene sopprimere tali oneri possa limitare la scelta dei consumatori, in quanto sarebbero eliminati prodotti basati sulla ricompensa della fedeltà, imporre ulteriori restrizioni al loro uso dovrebbe migliorare il benessere dei consumatori, indurli a un maggiore coinvolgimento e migliorare la concorrenza nel mercato.
- (34) Tempi più brevi per il cambio di fornitore è probabile che incoraggino i consumatori a cercare offerte energetiche migliori e a cambiare fornitore. Con la maggior diffusione delle tecnologie dell'informazione entro il 2026, dovrebbe in genere essere possibile completare entro 24 ore, in qualsiasi giorno lavorativo, la procedura tecnica di cambio, consistente nella registrazione di un nuovo fornitore in un punto di misura presso l'operatore di mercato. Fatti salvi altri passaggi della procedura di cambio del fornitore che devono essere ultimati prima dell'avvio della corrispondente procedura tecnica, garantire che per tale data sia possibile che la procedura tecnica avvenga al massimo in 24 ore ridurrebbe al minimo i tempi di cambio, contribuendo ad accrescere la partecipazione dei consumatori così come la concorrenza nella distribuzione al dettaglio. In ogni caso, la durata totale della procedura di cambio del fornitore non dovrebbe superare le tre settimane a partire dalla richiesta da parte del consumatore.
- (35) Gli strumenti indipendenti di confronto, tra cui i siti internet, sono mezzi efficaci con i quali i consumatori più piccoli possono valutare i pro e i contro delle diverse offerte di energia sul mercato. Tali strumenti diminuiscono i costi della ricerca di informazioni poiché i consumatori non devono più raccogliere le informazioni presso i singoli fornitori e prestatori di servizi. Tali strumenti possono soddisfare l'esigenza che le informazioni siano, da un lato, chiare e concise e, dall'altro, complete ed esaurienti. Dovrebbero mirare a includere la massima gamma possibile di offerte disponibili e coprire il mercato nel modo più completo possibile, onde offrire al cliente una panoramica rappresentativa. È di fondamentale importanza che i clienti più piccoli abbiano accesso almeno a uno strumento di confronto e che le informazioni presentate in questi strumenti siano affidabili, imparziali e trasparenti. A tal fine, gli Stati membri potrebbero garantire uno strumento di confronto gestito da un'autorità nazionale o da un'impresa privata.
- (36) Una maggiore protezione dei consumatori è garantita dalla disponibilità per tutti i consumatori di meccanismi indipendenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie, quali un mediatore dell'energia, un organismo dei consumatori o un'autorità di regolazione. Gli Stati membri dovrebbero predisporre procedure di gestione dei reclami rapide ed efficaci.
- (37) Tutti i consumatori dovrebbero poter trarre vantaggio dalla partecipazione diretta al mercato, in particolare adeguando i consumi in base ai segnali del mercato e, in cambio, beneficiare di prezzi più bassi dell'energia elettrica o di altri incentivi. È probabile che i benefici della partecipazione attiva aumenteranno nel tempo, in quanto i consumatori altrimenti passivi saranno maggiormente sensibilizzati in merito alle loro possibilità come clienti attivi e in quanto le informazioni sulle possibilità di partecipazione attiva diverranno maggiormente accessibili e meglio note. I consumatori dovrebbero avere la possibilità di partecipare a tutte le forme di gestione della domanda. Dovrebbero pertanto poter beneficiare della piena introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti e, quando tale introduzione sia stata valutata negativamente, dovrebbero poter scegliere di avere un sistema di misurazione intelligente e un contratto con prezzi dinamici dell'energia elettrica. In tal modo potrebbero regolare i consumi in base ai segnali del prezzo in tempo reale, che riflettono il valore e il costo dell'energia elettrica o della trasmissione in periodi diversi, mentre gli Stati membri dovrebbero assicurare l'esposizione ragionevole dei consumatori al rischio dei prezzi all'ingrosso. I consumatori dovrebbero essere informati

in merito ai potenziali rischi di prezzo dei contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica. Gli Stati membri dovrebbero inoltre far sì che i consumatori che scelgono di non prendere parte attiva al mercato non siano penalizzati. La loro capacità di prendere decisioni informate sulle opzioni disponibili dovrebbe essere facilitata nel modo più adatto alle condizioni del mercato nazionale.

- (38) Al fine di massimizzare i benefici e l'efficacia di una tariffazione dinamica dell'energia elettrica, gli Stati membri dovrebbero valutare il potenziale per rendere più dinamica o per ridurre la parte di componenti fisse delle fatture per l'energia elettrica e, ove esista tale potenziale, adottare misure appropriate.
- (39) I clienti di tutte le categorie (industriali, commerciali e civili) dovrebbero avere accesso ai mercati dell'energia elettrica per negoziarvi la loro flessibilità e l'energia elettrica autoprodotta. I clienti dovrebbero poter godere appieno dei vantaggi derivanti dall'aggregazione macroregionale della produzione e della fornitura e beneficiare della concorrenza transfrontaliera. I partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione svolgeranno probabilmente un ruolo importante fungendo da intermediari tra gruppi di clienti e mercato. Gli Stati membri dovrebbero essere liberi di scegliere il modello di attuazione e l'approccio di governance appropriati per l'aggregazione indipendente, rispettando al contempo i principi generali stabiliti nella presente direttiva. Tale modello o approccio potrebbe comprendere la scelta di principi regolatori o basati sul mercato che forniscano soluzioni conformi alla presente direttiva, come i modelli in cui vengono regolati gli sbilanciamenti o sono introdotte correzioni del perimetro. Il modello scelto dovrebbe contenere norme trasparenti ed eque per consentire agli aggregatori indipendenti di svolgere il loro ruolo di intermediari e per garantire che il cliente finale benefici adeguatamente delle loro attività. È auspicabile che i prodotti siano definiti in tutti i mercati dell'energia elettrica, ivi compresi i mercati dei servizi ancillari e della capacità, in modo da incoraggiare la gestione attiva della domanda.
- (40) La comunicazione della Commissione del 20 luglio 2017 dal titolo «Strategia europea per una mobilità a basse emissioni» sottolinea la necessità di decarbonizzare il settore dei trasporti e di ridurre le emissioni soprattutto nelle zone urbane, ponendo in evidenza il ruolo importante che può svolgere l'elettromobilità in tal senso. La diffusione dell'elettromobilità costituisce inoltre un elemento importante della transizione energetica. Le norme sul mercato definite nella presente direttiva dovrebbero pertanto concorrere a creare condizioni favorevoli per ogni tipo di veicolo elettrico. In particolare, dovrebbero assicurare la diffusione efficace dei punti di ricarica, sia pubblicamente accessibili sia privati, e assicurare l'integrazione efficiente della ricarica nel sistema.
- (41) La gestione della domanda è determinante per la ricarica intelligente dei veicoli elettrici e per la loro integrazione efficiente nella rete elettrica, che, a sua volta, sarà di fondamentale importanza per il processo di decarbonizzazione dei trasporti.
- (42) I consumatori dovrebbero poter consumare, immagazzinare e/o vendere sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, e dovrebbero altresì poter partecipare a tutti i mercati dell'energia elettrica fornendo flessibilità al sistema, ad esempio attraverso lo stoccaggio dell'energia, ad esempio lo stoccaggio mediante utilizzo di veicoli elettrici, mediante la gestione della domanda o mediante meccanismi di efficienza energetica. In futuro tali attività saranno favorite dall'evoluzione delle tecnologie. Esistono tuttavia svariati ostacoli legali e commerciali, tra i quali oneri sproporzionati per l'energia elettrica consumata dall'autoproduttore, obblighi di immissione nel sistema di energia elettrica autoprodotta e oneri amministrativi la necessità che i consumatori che autoproducono energia elettrica e la vendono al sistema si conformino agli stessi obblighi dei fornitori. Tali ostacoli, che impediscono ai consumatori di autoprodurre energia elettrica e consumare, immagazzinare o vendere sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, dovrebbero essere soppressi, assicurando nel contempo che tali consumatori contribuiscano adeguatamente ai costi del sistema. Nel diritto nazionale, gli Stati membri dovrebbero poter prevedere disposizioni diverse in merito a tasse e oneri per i clienti attivi individuali e consorziati, oltre che per i consumatori civili finali e altri consumatori finali.
- (43) Grazie alle tecnologie dell'energia distribuita e alla responsabilizzazione dei consumatori, le comunità energetiche sono divenute un modo efficace ed economicamente efficiente di rispondere ai bisogni e alle aspettative dei cittadini riguardo alle fonti energetiche, ai servizi e alla partecipazione locale. La comunità energetica è una soluzione alla portata di tutti i consumatori che vogliono partecipare direttamente alla produzione, al consumo o alla condivisione dell'energia. Le iniziative di comunità energetica vertono principalmente sull'approvvigionamento a prezzi accessibili di energia da fonti specifiche, come le rinnovabili, per i membri o i soci, piuttosto che privilegiare il fine di lucro come le imprese di energia elettrica tradizionali. Grazie alla partecipazione diretta

dei consumatori, le iniziative di comunità energetica dimostrano di possedere il potenziale di favorire la diffusione delle nuove tecnologie e di nuovi modi di consumo, tra cui le reti di distribuzione intelligenti e la gestione della domanda, in maniera integrata. Esse possono inoltre aumentare l'efficienza energetica dei consumatori civili e contribuire a combattere la povertà energetica riducendo i consumi e le tariffe di fornitura. La comunità energetica consente inoltre ad alcuni gruppi di clienti civili di prendere parte al mercato dell'energia elettrica, a cui altrimenti potrebbero non essere in grado di accedere. Nei casi di buona gestione, queste iniziative hanno apportato alla comunità benefici economici, sociali e ambientali che vanno oltre i meri benefici derivanti dall'erogazione dei servizi energetici. La presente direttiva mira a riconoscere determinate categorie di comunità energetiche dei cittadini a livello di Unione quali «comunità energetiche dei cittadini», al fine di garantire loro un quadro di sostegno, un trattamento equo, condizioni di parità nonché un elenco ben definito di diritti e obblighi. I clienti civili dovrebbero poter partecipare su base volontaria a iniziative di comunità energetica, nonché recedere senza perdere l'accesso alla rete gestita dall'iniziativa di comunità energetica né i loro diritti di consumatori. L'accesso alla rete di una comunità energetica dei cittadini dovrebbe essere concesso a condizioni eque e corrispondenti ai costi.

- (44) L'adesione a comunità energetiche di cittadini dovrebbe essere aperta a tutte le categorie di soggetti. Tuttavia, i poteri decisionali all'interno di una comunità energetica dei cittadini dovrebbero essere riservati a quei membri o soci che non esercitano un'attività commerciale su larga scala e per i quali il settore energetico non costituisce uno degli ambiti principali dell'attività economica. Le comunità energetiche dei cittadini sono considerate una forma di cooperazione tra cittadini o attori locali che dovrebbe essere soggetta a riconoscimento e tutela ai sensi del diritto dell'Unione. Le disposizioni sulle comunità energetiche dei cittadini non impediscono l'esistenza di altre iniziative dei cittadini come quelle derivanti da contratti di diritto privato. Dovrebbe pertanto essere possibile per gli Stati membri prevedere che le comunità energetiche dei cittadini possano essere costituite in forma di qualsiasi soggetto giuridico, per esempio di associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro o piccole o medie imprese, purché tale soggetto possa esercitare diritti ed essere soggetto a obblighi in nome proprio.
- (45) Le disposizioni della presente direttiva relative alle comunità energetiche dei cittadini prevedono diritti e obblighi che possono essere dedotti da altri diritti e obblighi esistenti, ad esempio la libertà contrattuale, il diritto di cambiare fornitore, le responsabilità del gestore del sistema di distribuzione, le regole in materia di oneri di rete e gli obblighi di bilanciamento.
- (46) Le comunità energetiche dei cittadini costituiscono un nuovo tipo di soggetto in virtù della loro struttura di affiliazione, dei loro requisiti di governance e della loro finalità. Dovrebbero poter operare sul mercato a condizioni paritarie, senza recare distorsioni alla concorrenza, e i diritti e gli obblighi applicabili alle altre imprese elettriche sul mercato dovrebbero essere applicati alle comunità energetiche dei cittadini in modo proporzionato e non discriminatorio. Tali diritti e obblighi dovrebbero applicarsi in conformità dei ruoli assunti, ad esempio quello di cliente finale, di produttore, di fornitore o di gestore dei sistemi di distribuzione. Le comunità energetiche dei cittadini non dovrebbero essere soggette a restrizioni normative quando applicano tecnologie dell'informazione e della comunicazione esistenti o future per condividere tra i loro membri o soci, sulla base di principi di mercato, l'energia elettrica prodotta utilizzando impianti di generazione all'interno della comunità energetica dei cittadini, per esempio compensando la componente energetica dei membri o soci con la produzione disponibile all'interno della comunità, anche se la condivisione avviene sulla rete pubblica, purché entrambi i punti di misura appartengano alla comunità. La condivisione consente ai membri o soci di essere riforniti di energia elettrica proveniente da impianti di generazione all'interno delle comunità senza trovarsi in prossimità fisica diretta dell'impianto di generazione o sottesi a un punto di misura unico. Qualora l'energia elettrica sia condivisa, la condivisione non dovrebbe incidere sulla riscossione degli oneri di rete, delle tariffe e dei tributi connessi ai flussi di energia elettrica. La condivisione dovrebbe essere agevolata nel rispetto degli obblighi e delle tempistiche stabiliti per il bilanciamento, la misurazione e il conguaglio. Le disposizioni della presente direttiva relative alle comunità energetiche dei cittadini non interferiscono con le competenze degli Stati membri in materia di elaborazione e attuazione delle politiche per il settore energetico relative agli oneri di rete e alle tariffe o di elaborazione e attuazione di sistemi di finanziamento della politica energetica e di ripartizione dei costi, purché tali politiche siano non discriminatorie e legittime.
- (47) La presente direttiva conferisce agli Stati membri il potere di autorizzare le comunità energetiche dei cittadini a diventare gestori del sistema di distribuzione nell'ambito del regime generale o quali gestori del sistema di distribuzione chiuso. La comunità energetica dei cittadini cui sia stato concesso lo status di gestore del sistema di distribuzione dovrebbe essere soggetta allo stesso trattamento e agli stessi obblighi del gestore dei sistemi di distribuzione. Le disposizioni della presente direttiva sulle comunità energetiche dei cittadini chiariscono solo gli aspetti della gestione del sistema di distribuzione suscettibili di essere pertinenti per tali comunità, mentre per gli altri aspetti della gestione del sistema di distribuzione si applicano le norme relative ai gestori dei sistemi di distribuzione.

- (48) Le fatture per l'energia elettrica sono mezzi importanti con cui informare i clienti finali. Oltre ai dati sui consumi e sui costi, questi documenti possono contenere anche altre informazioni che aiutano i consumatori a confrontare le condizioni in corso con altre offerte. Tuttavia, le controversie sulle fatture sono un motivo diffusissimo di reclamo tra i consumatori, che peraltro concorre al loro basso livello di soddisfazione e di coinvolgimento nel settore dell'energia elettrica. È pertanto necessario rendere più chiare e comprensibili le fatture, assicurando altresì che fatture e informazioni di fatturazione presentino in maniera visibile un numero limitato di importanti elementi informativi, necessari per consentire ai consumatori di regolare i loro consumi di energia elettrica, confrontare le offerte e cambiare fornitore. Nelle fatture, con le fatture o mediante rimandi all'interno delle fatture dovrebbero essere a disposizione dei clienti finali altri elementi informativi. Tali elementi dovrebbero figurare nella fattura o in un documento separato a essa allegato, oppure la fattura dovrebbe contenere un riferimento tramite il quale il cliente finale possa reperire facilmente le informazioni su un sito web, attraverso un'applicazione mobile o mediante altri mezzi.
- (49) La fornitura regolare di informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo di energia elettrica, resa possibile da contatori intelligenti, è importante per aiutare i clienti a controllare i propri consumi e costi relativi all'energia elettrica. I clienti, in particolare i clienti civili, dovrebbero tuttavia avere accesso a soluzioni flessibili per il pagamento effettivo delle fatture. Per esempio, i clienti potrebbero ricevere frequentemente le informazioni di fatturazione, effettuando tuttavia il pagamento solo ogni tre mesi, oppure vi potrebbero essere prodotti per i quali il cliente paghi ogni mese lo stesso importo, indipendentemente dal consumo effettivo.
- (50) Le disposizioni in materia di fatturazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁸⁾ dovrebbero essere aggiornate, semplificate e spostate nella presente direttiva, in cui si inseriscono con maggiore coerenza.
- (51) Gli Stati membri dovrebbero incoraggiare la modernizzazione delle reti di distribuzione, ad esempio attraverso l'introduzione di reti intelligenti costruite in modo da favorire la generazione decentrata e l'efficienza energetica.
- (52) Per coinvolgere i consumatori sono necessari incentivi e tecnologie adeguati, come i sistemi di misurazione intelligenti. I sistemi di misurazione intelligenti responsabilizzano i consumatori perché consentono loro di ricevere dati accurati e quasi in tempo reale sui loro consumi o sulla loro produzione, di gestire meglio i loro consumi, di partecipare proficuamente a programmi e altri servizi di gestione della domanda e di ridurre le fatture dell'energia elettrica. I sistemi di misurazione intelligenti consentono inoltre ai gestori dei sistemi di distribuzione di avere un quadro migliore delle reti e, di conseguenza, di ridurre i costi di esercizio e di manutenzione e trasferire questi risparmi ai consumatori in forma di tariffe di distribuzione più basse.
- (53) Dovrebbe essere consentito decidere a livello nazionale l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti sulla base di una valutazione economica. Tale valutazione dovrebbe tenere conto dei benefici a lungo termine per i consumatori e per l'intera filiera derivanti dall'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti, quali una migliore gestione delle reti, una pianificazione più precisa e l'individuazione delle perdite di rete. Qualora dalla valutazione si evinca che l'introduzione di detti sistemi di misurazione è efficace in termini di costi soltanto per i consumatori i cui consumi di energia elettrica ammontano a un determinato volume, gli Stati membri dovrebbero potere tener conto di tale conclusione in fase di introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti. Tuttavia, tali valutazioni dovrebbero essere sottoposte a riesame, periodicamente o in risposta ai cambiamenti significativi delle ipotesi di base, o almeno ogni quattro anni, in considerazione della rapidità dell'evoluzione tecnologica.
- (54) Gli Stati membri che non procedono all'introduzione sistematica di sistemi di misurazione intelligenti dovrebbero consentire ai consumatori che lo richiedono di beneficiare dell'installazione di un contatore intelligente, a condizioni eque e ragionevoli, e dovrebbero fornire loro tutte le informazioni necessarie. I consumatori che non sono dotati di contatori intelligenti dovrebbero disporre di contatori che soddisfano i requisiti minimi necessari a fornire loro le informazioni di fatturazione di cui alla presente direttiva.

⁽⁸⁾ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (GU L 315 del 14.11.2012, pag. 1).

- (55) Per favorire la partecipazione attiva dei consumatori ai mercati dell'energia elettrica, i sistemi di misurazione intelligenti che gli Stati membri introducono nei rispettivi territori dovrebbero essere interoperabili e in grado di fornire i dati richiesti per i sistemi di gestione energetica dei consumatori. A tal fine gli Stati membri dovrebbero tener debitamente conto dell'applicazione delle pertinenti norme disponibili, comprese le norme che consentono l'interoperabilità a livello di modello di dati e di applicazione, così come delle migliori prassi e dell'importanza dello sviluppo dello scambio di dati, di servizi energetici futuri e innovativi, della diffusione delle reti intelligenti e del mercato interno dell'energia elettrica. Inoltre, i sistemi di misurazione intelligente installati non dovrebbero ostacolare il cambio di fornitore e dovrebbero essere dotati di funzionalità atte a consentire ai consumatori di accedere quasi in tempo reale ai propri dati, modulare i consumi di energia elettrica e, in funzione delle possibilità infrastrutturali, offrire la propria flessibilità alla rete e alle elettriche in cambio di un compenso e ottenere risparmi nelle fatture per l'energia elettrica.
- (56) Un aspetto essenziale della fornitura di energia ai consumatori consiste nella fornitura di accesso a dati relativi al consumo oggettivi e trasparenti. Per questo, i consumatori dovrebbero avere accesso ai dati concernenti il proprio consumo e ai prezzi e costi dei servizi associati al loro consumo per poter invitare i concorrenti a far loro offerte sulla base di tali informazioni. È opportuno inoltre dare ai consumatori il diritto di essere adeguatamente informati sul loro consumo di energia elettrica. I pagamenti anticipati non dovrebbero andare a eccessivo svantaggio degli utenti e i diversi sistemi di pagamento dovrebbero essere non discriminatori. Le informazioni sui costi dell'energia fornite con sufficiente periodicità ai consumatori creerebbero un incentivo al risparmio di energia, poiché in tal modo i clienti potrebbero farsi direttamente un'idea degli effetti prodotti dagli investimenti per l'efficienza energetica e sui cambiamenti di comportamento. In tale ambito, la piena attuazione della direttiva 2012/27/UE aiuterà i consumatori a ridurre i costi dell'energia.
- (57) Negli Stati membri già esistono o si stanno elaborando diversi modelli di gestione dei dati sulla scorta dell'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti. È importante che gli Stati membri, a prescindere dal modello di gestione dei dati, introducano regole trasparenti che stabiliscano condizioni non discriminatorie di fruizione e assicurino il massimo livello di cibersicurezza e protezione dei dati, nonché l'imparzialità degli enti che trattano i dati.
- (58) Gli Stati membri dovrebbero adottare le misure necessarie per proteggere i clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica nel contesto del mercato interno dell'energia elettrica. Tali misure possono variare a seconda delle circostanze particolari nello Stato membro in questione e possono includere misure sociali o di politica energetica riguardanti il pagamento di fatture per l'energia elettrica, investimenti in efficienza energetica nell'edilizia residenziale o la protezione dei consumatori, ad esempio dalla disattivazione dell'erogazione. Se il servizio universale è fornito anche alle piccole imprese, le misure per garantire la fornitura di tale servizio possono variare a seconda che tali misure siano rivolte a clienti civili o alle piccole imprese.
- (59) I servizi energetici sono fondamentali per salvaguardare il benessere dei cittadini dell'Unione. Un'erogazione adeguata di calore, raffrescamento, illuminazione ed energia per alimentare gli apparecchi è essenziale per garantire un tenore di vita dignitoso e la salute dei cittadini. Inoltre, l'accesso a tali servizi energetici consente ai cittadini dell'Unione di sfruttarne appieno le potenzialità e migliora l'inclusione sociale. Basso reddito, spesa elevata per l'energia e scarsa efficienza energetica delle abitazioni sono concause che impediscono ai nuclei familiari in condizioni di povertà energetica di usufruire di questi servizi. Gli Stati membri dovrebbero raccogliere le informazioni necessarie a monitorare il numero di nuclei familiari che versano in condizioni di povertà energetica. In questo compito di individuazione, teso a fornire sostegno mirato, gli Stati membri dovrebbero avvalersi di misurazioni accurate. È opportuno che la Commissione sostenga attivamente l'attuazione delle disposizioni della presente direttiva in materia di povertà energetica favorendo la condivisione di buone prassi tra gli Stati membri.
- (60) Laddove gli Stati membri siano interessati dal problema della povertà energetica e ancora non abbiano sviluppato piani di azione nazionali o altri schemi adeguati per affrontare la povertà energetica, dovrebbero procedere in tal senso, con l'obiettivo di ridurre il numero di consumatori in condizioni di povertà energetica. Redditi bassi, una spesa elevata per l'energia e la scarsa efficienza energetica delle abitazioni sono fattori importanti nello stabilire i criteri di misurazione della povertà energetica. In ogni caso, gli Stati membri dovrebbero garantire il necessario approvvigionamento per i consumatori vulnerabili e in condizioni di povertà energetica. A tal fine si potrebbe ricorrere a un approccio integrato, ad esempio nel quadro della politica sociale ed energetica, e le relative misure potrebbero comprendere politiche sociali o miglioramenti dell'efficienza energetica per le abitazioni. La presente direttiva dovrebbe migliorare le politiche nazionali a favore dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica.

- (61) I gestori dei sistemi di distribuzione devono integrare in modo economicamente efficiente la nuova generazione di energia elettrica, in particolare impianti che generano energia elettrica da fonti rinnovabili, e nuovi carichi quali quelli risultanti da pompe di calore e veicoli elettrici. A tal fine dovrebbero poter avvalersi, ed essere incentivati a farlo, dei servizi delle risorse distribuite di energia, quali la gestione della domanda e lo stoccaggio, in base a procedure di mercato, allo scopo di gestire in modo efficiente le rispettive reti ed evitare costi ingenti di ampliamento. È opportuno che gli Stati membri adottino misure adeguate, come i codici di rete e le norme sul mercato, e offrano incentivi ai gestori dei sistemi di distribuzione sotto forma di tariffe di rete che non ostacolino la flessibilità o il miglioramento dell'efficienza energetica nella rete. Gli Stati membri dovrebbero altresì introdurre piani di sviluppo delle reti di distribuzione al fine di sostenere l'integrazione degli impianti che generano energia elettrica da fonti rinnovabili, favorire lo sviluppo degli impianti di stoccaggio dell'energia e l'elettrificazione del settore dei trasporti, nonché fornire agli utenti del sistema informazioni adeguate sugli interventi previsti di ampliamento o miglioramento della rete, dato che al momento nella maggior parte degli Stati membri non esistono procedure di questo tipo.
- (62) I gestori dei sistemi non dovrebbero possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia. Nel nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica, i servizi di stoccaggio dell'energia dovrebbero essere basati sul mercato ed essere competitivi. Di conseguenza, si dovrebbero evitare sovvenzioni incrociate tra lo stoccaggio dell'energia e le funzioni regolate di distribuzione o trasmissione. Simili restrizioni al possesso degli impianti di stoccaggio dell'energia mirano a prevenire distorsioni della concorrenza, eliminare il rischio di discriminazioni, assicurare un accesso equo ai servizi di stoccaggio dell'energia per tutti i partecipanti al mercato e promuovere l'uso efficace ed efficiente degli impianti di stoccaggio dell'energia, oltre la gestione del sistema di distribuzione o di trasmissione. Tale prescrizione dovrebbe essere interpretata e applicata in conformità dei diritti e dei principi sanciti dalla Carta dei diritti fondamentali dell'Unione europea («Carta»), in particolare la libertà d'impresa e il diritto di proprietà, garantiti dagli articoli 16 e 17 della Carta.
- (63) Gli impianti di stoccaggio dell'energia che sono componenti di rete pienamente integrate e che non sono utilizzate per il bilanciamento o per la gestione della congestione non dovrebbero essere soggetti, previa approvazione da parte dell'autorità nazionale di regolazione, alle stesse rigorose limitazioni imposte ai gestori dei sistemi relativamente al possesso, allo sviluppo, alla gestione e all'esercizio di tali impianti. Tali componenti di rete pienamente integrate possono includere impianti di stoccaggio dell'energia quali condensatori o volani che forniscano servizi importanti per la sicurezza e l'affidabilità della rete e contribuiscano alla sincronizzazione delle diverse parti del sistema.
- (64) Al fine di progredire verso un settore dell'energia elettrica completamente decarbonizzato e totalmente privo di emissioni, è necessario realizzare passi avanti nello stoccaggio stagionale dell'energia. Tale stoccaggio dell'energia è un elemento che potrebbe costituire uno strumento per la gestione della rete elettrica, per consentire adeguamenti di breve termine e stagionali, al fine di far fronte alla variabilità della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e alle contingenze ad essa associate in tali orizzonti.
- (65) L'accesso non discriminatorio alla rete di distribuzione è un presupposto determinante per l'accesso alla clientela a valle, al livello della vendita al dettaglio. Per creare condizioni di concorrenza omogenee a livello di vendita al dettaglio è opportuno monitorare le attività dei gestori dei sistemi di distribuzione onde impedire loro di approfittare della loro integrazione verticale per favorire la propria posizione concorrenziale sul mercato, specialmente nei confronti dei clienti civili e dei piccoli clienti non civili.
- (66) Qualora sia usato un sistema di distribuzione chiuso per garantire l'efficienza ottimale di una fornitura integrata che richiede norme operative specifiche o qualora un sistema di distribuzione chiuso sia mantenuto principalmente per l'uso del proprietario del sistema, dovrebbe essere possibile esentare il gestore del sistema di distribuzione dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo a causa della natura particolare del rapporto tra il gestore del sistema di distribuzione e gli utenti del sistema. I siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, quali gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate, e gli stabilimenti dell'industria chimica possono includere sistemi di distribuzione chiusi per via della specifica natura del loro funzionamento.
- (67) In assenza di una separazione effettiva delle reti dalle attività di generazione e fornitura (separazione effettiva), vi è il rischio permanente di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese verticalmente integrate a investire in misura adeguata nelle proprie reti.

- (68) Solo eliminando l'incentivo, per le imprese verticalmente integrate, a praticare discriminazioni nei confronti dei loro concorrenti in fatto di investimenti e di accesso alla rete si potrà garantire una separazione effettiva delle attività. La separazione proprietaria, la quale implica la designazione del proprietario della rete come gestore del sistema e la sua indipendenza da qualsiasi interesse nelle imprese di fornitura e di produzione, rappresenta chiaramente un modo efficace e stabile per risolvere il suddetto intrinseco conflitto d'interessi e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Per questo motivo il Parlamento europeo, nella risoluzione del 10 luglio 2007 sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'energia elettrica, ha definito la separazione proprietaria a livello di trasmissione come il mezzo più efficace per promuovere in modo non discriminatorio gli investimenti nell'infrastruttura, per garantire un accesso equo alla rete per i nuovi entranti e creare trasparenza nel mercato. In virtù della separazione proprietaria, gli Stati membri dovrebbero pertanto provvedere affinché le stesse persone non siano abilitate a esercitare controlli su un produttore o un fornitore e, allo stesso tempo, esercitare un controllo o eventuali diritti su un sistema di trasmissione o un gestore di sistemi di trasmissione. Per converso, il controllo esercitato su un gestore di sistemi di trasmissione o un sistema di trasmissione dovrebbe escludere la possibilità di esercitare un controllo o eventuali diritti su un produttore o un fornitore. Entro questi limiti, un produttore o un fornitore dovrebbe essere legittimato ad avere una partecipazione di minoranza in un gestore di sistemi di trasmissione o in un sistema di trasmissione.
- (69) Qualsiasi sistema di separazione dovrebbe essere in grado di eliminare i conflitti d'interesse tra i produttori, i fornitori e i gestori dei sistemi di trasmissione, in modo da creare incentivi per i necessari investimenti e garantire l'accesso di nuovi operatori nell'ambito di un regime regolamentare trasparente ed efficace e non dovrebbe creare per le autorità di regolazione un regime normativo eccessivamente oneroso.
- (70) Poiché in alcuni casi la separazione proprietaria rende necessaria la ristrutturazione di imprese, agli Stati membri che decidono di procedere a detta separazione dovrebbe essere concesso un periodo supplementare per applicare le disposizioni pertinenti. In considerazione delle connessioni verticali che intercorrono tra il settore del gas e il settore dell'energia elettrica, le disposizioni in materia di separazione dovrebbero applicarsi in entrambi i settori.
- (71) In virtù della separazione proprietaria, per garantire la completa indipendenza della gestione delle reti dagli interessi della fornitura e della generazione ed impedire gli scambi di informazioni riservate, la stessa persona non dovrebbe essere, in pari tempo, membro del consiglio di amministrazione di un gestore del sistema di trasmissione o di un sistema di trasmissione e di un'impresa che esercita attività di generazione o di fornitura. Per la stessa ragione, la stessa persona non dovrebbe avere la facoltà di nominare membri dei consigli di amministrazione di un gestore del sistema di trasmissione o di un sistema di trasmissione né di esercitare un controllo o eventuali diritti su un produttore o un fornitore.
- (72) L'istituzione di un gestore di sistema o di un gestore del sistema di trasmissione indipendente dagli interessi della fornitura e della generazione dovrebbe consentire a un'impresa verticalmente integrata di mantenere la proprietà degli elementi patrimoniali della rete, assicurando sempre la separazione effettiva degli interessi, purché tale gestore di sistema indipendente o tale gestore del sistema di trasmissione indipendente eserciti tutte le funzioni di un gestore di sistema e purché venga adottata una regolamentazione dettagliata e vengano istituiti efficaci meccanismi di controllo.
- (73) Se al 3 settembre 2009 l'impresa proprietaria di un sistema di trasmissione faceva parte di un'impresa verticalmente integrata, è opportuno dare agli Stati membri la possibilità di operare una scelta tra la separazione proprietaria e l'istituzione di un gestore di sistema indipendente o di un gestore del sistema di trasmissione indipendente dagli interessi della fornitura e della generazione.
- (74) Al fine di salvaguardare interamente gli interessi degli azionisti delle imprese verticalmente integrate, agli Stati membri dovrebbe essere riconosciuta la facoltà di effettuare la separazione proprietaria tramite cessione diretta di azioni oppure tramite frazionamento delle azioni dell'impresa integrata in azioni di un'impresa della rete e azioni di una residuante impresa di fornitura e generazione, purché sia osservato l'obbligo della separazione proprietaria.
- (75) La piena efficacia dell'istituzione di un gestore di sistema indipendente o di un gestore del sistema di trasmissione indipendente dovrebbe essere garantita da specifiche disposizioni supplementari. Le norme sui gestori del sistema di trasmissione indipendente offrono un quadro regolamentare atto a garantire una concorrenza equa, investimenti sufficienti, l'accesso di nuovi operatori di mercato e l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica. La separazione effettiva attraverso le disposizioni relative al gestore del sistema di trasmissione indipendente dovrebbe fondarsi su un pilastro di misure organizzative e misure relative alla governance dei gestori dei sistemi di trasmissione, nonché su un pilastro di misure relative agli investimenti, alla connessione alla rete di nuove capacità di produzione e all'integrazione dei mercati mediante la cooperazione regionale. L'indipendenza dei gestori del sistema di trasmissione dovrebbe essere altresì assicurata, tra l'altro, mediante taluni periodi «di riflessione» durante i quali nell'impresa verticalmente integrata non sono esercitate attività di gestione o altre attività pertinenti che danno accesso alle stesse informazioni che sarebbe stato possibile ottenere in una posizione di gestione.

- (76) Gli Stati membri hanno il diritto di scegliere la completa separazione proprietaria nel loro territorio. Se uno Stato membro ha esercitato tale diritto, un'impresa non ha il diritto di porre in essere un gestore di sistema indipendente o un gestore del sistema di trasmissione indipendente. Inoltre, un'impresa che esercita attività di generazione o di fornitura non può esercitare, direttamente o indirettamente, un controllo o diritti su un gestore di sistema di trasmissione di uno Stato membro che ha scelto la completa separazione proprietaria.
- (77) Nell'effettuare la separazione effettiva dovrebbe essere osservato il principio di non discriminazione tra il settore pubblico e il settore privato. A tal fine, la stessa persona non dovrebbe avere la facoltà di esercitare un controllo o eventuali diritti, in violazione delle norme in materia di separazione proprietaria o dell'opzione del gestore di sistema indipendente, né individualmente né collettivamente, sulla composizione, le votazioni o le decisioni sia degli organi del gestore del sistema di trasmissione o del sistema di trasmissione sia degli organi dei produttori o dei fornitori. Per quanto riguarda la separazione proprietaria e l'opzione del gestore del sistema indipendente, purché lo Stato membro in questione sia in grado di dimostrare che sono state osservate le pertinenti prescrizioni, due organi pubblici distinti dovrebbero essere in grado di controllare le attività di generazione e fornitura, da un lato, e le altre attività di trasmissione, dall'altro.
- (78) La piena separazione effettiva delle attività di rete dalle attività di fornitura e generazione dovrebbe applicarsi in tutta l'Unione sia alle imprese dell'Unione sia alle imprese non dell'Unione. Per garantire che in tutta l'Unione le attività di rete e le attività di fornitura e generazione rimangano indipendenti le une dalle altre, le autorità di regolazione dovrebbero essere abilitate a rifiutare di certificare i gestori del sistema di trasmissione che non rispettano le norme sulla separazione. Per garantire la coerente applicazione in tutta l'Unione di dette norme, le autorità di regolazione dovrebbero tenere nella massima considerazione i pareri della Commissione al momento di adottare decisioni in materia di certificazioni. Inoltre, per garantire il rispetto degli obblighi internazionali dell'Unione nonché la solidarietà e la sicurezza energetica all'interno dell'Unione, la Commissione dovrebbe avere il diritto di fornire un parere in materia di certificazione in relazione a un proprietario di sistema di trasmissione o a un gestore del sistema di trasmissione che sia controllato da una o più persone di un paese terzo o di paesi terzi.
- (79) Le procedure di autorizzazione non dovrebbero dar luogo a oneri amministrativi sproporzionati rispetto alle dimensioni e al potenziale impatto dei produttori. Procedure di autorizzazione eccessivamente lunghe possono costituire un ostacolo all'accesso di nuovi operatori del mercato.
- (80) Ai fini del buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica, occorre che i regolatori dell'energia possano prendere decisioni su tutti gli aspetti della regolamentazione ed essere interamente indipendenti da altri interessi pubblici o privati. Ciò non preclude il ricorso giurisdizionale né la vigilanza parlamentare ai sensi delle leggi costituzionali degli Stati membri. Inoltre, l'approvazione del bilancio dell'autorità di regolazione da parte del legislatore nazionale non rappresenta un ostacolo all'autonomia di bilancio. Le disposizioni relative all'autonomia nell'esecuzione del bilancio assegnato dell'autorità di regolazione dovrebbero essere attuate nel quadro definito dal diritto nazionale in materia di bilancio e dalle relative norme. Nel contribuire all'indipendenza delle autorità di regolazione da qualsiasi interesse politico o economico attraverso un adeguato sistema di rotazione, gli Stati membri dovrebbero poter tenere in debito conto la disponibilità di risorse umane e la dimensione del consiglio di amministrazione.
- (81) Le autorità di regolazione dovrebbero poter fissare esse stesse o approvare le tariffe, o le metodologie di calcolo delle tariffe, sulla base di una proposta del gestore del sistema di trasmissione o dei gestori dei sistemi di distribuzione, oppure sulla base di una proposta concordata tra detti gestori e gli utenti della rete. Nello svolgere questi compiti, le autorità di regolazione dovrebbero garantire che le tariffe di trasmissione e distribuzione siano non discriminatorie e rispecchino i costi e dovrebbero tenere conto dei costi marginali di rete risparmiati a lungo termine grazie alla generazione distribuita e alle misure di gestione della domanda.
- (82) Le autorità di regolazione dovrebbero fissare o approvare tariffe di rete individuali per le reti di trasmissione e di distribuzione o stabilire una metodologia, o entrambi. In tutti i casi, dovrebbe essere preservata l'indipendenza delle autorità di regolazione nella fissazione delle tariffe di rete a norma dell'articolo 57, paragrafo 4, lettera b), punto ii).
- (83) Le autorità di regolazione dovrebbero provvedere a che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione prendano misure adeguate per accrescere la resilienza e la flessibilità delle proprie reti. A tal fine, dovrebbero monitorare le prestazioni di tali gestori sulla base di indicatori quali la capacità dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione di gestire le linee in base al rating dinamico, lo sviluppo del monitoraggio a distanza e del controllo in tempo reale delle sottostazioni, la riduzione delle perdite di rete e la frequenza e la durata delle interruzioni di corrente.

- (84) Le autorità di regolazione dovrebbero essere dotate dei poteri necessari per assumere decisioni vincolanti per le imprese elettriche e per imporre sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive nei confronti delle imprese elettriche che non rispettano i loro obblighi o proporre che un tribunale competente imponga tali sanzioni. A tal fine le autorità di regolazione dovrebbero poter richiedere informazioni pertinenti alle imprese elettriche, effettuare opportune e sufficienti indagini e dirimere controversie. Alle autorità di regolazione dovrebbe inoltre essere conferito il potere necessario per adottare, indipendentemente dall'applicazione delle norme in materia di concorrenza, le misure idonee a garantire vantaggi per il consumatore promuovendo la concorrenza effettiva necessaria per il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.
- (85) Le autorità di regolazione dovrebbero coordinarsi tra loro nello svolgimento dei loro compiti per garantire che la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica («ENTSO-E»), l'ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'UE («EU DSO») e i centri di coordinamento regionali ottemperino ai loro obblighi conformemente al quadro normativo del mercato interno dell'energia elettrica e alle decisioni dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER), istituita dal regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁹⁾. Dato l'ampliamento delle responsabilità operative dell'ENTSO-E, dell'EU DSO e dei centri di coordinamento regionali, è necessario migliorare la supervisione in relazione alle entità che operano a livello di Unione o regionale. Le autorità di regolazione dovrebbero consultarsi e coordinare la loro supervisione per individuare congiuntamente le situazioni in cui l'ENTSO-E, l'EU DSO e i centri di coordinamento regionali non ottemperano ai rispettivi obblighi.
- (86) Alle autorità di regolazione dovrebbero inoltre essere conferite le competenze per contribuire a garantire obblighi di servizio universale e pubblico di qualità elevata in accordo con l'apertura del mercato, alla tutela dei clienti vulnerabili e alla piena efficacia delle misure per la protezione dei consumatori. Queste disposizioni non dovrebbero pregiudicare le competenze della Commissione relative all'applicazione delle norme in materia di concorrenza, compresa la valutazione delle concentrazioni di dimensione unionale, né le regole relative al mercato interno, come quelle sulla libera circolazione dei capitali. L'organismo indipendente al quale un soggetto che è stato destinatario della decisione di un'autorità di regolazione ha il diritto di proporre ricorso potrebbe essere un giudice o un'altra autorità giudiziaria abilitata a trattare un ricorso giurisdizionale.
- (87) La presente direttiva e la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁰⁾ non privano gli Stati membri della possibilità di stabilire ed emanare la propria politica energetica nazionale. Ne consegue che, sulla base delle disposizioni costituzionali di uno Stato membro, potrebbe rientrare nella competenza degli Stati membri di determinare il quadro strategico in cui le autorità di regolazione devono operare, ad esempio per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento. Tuttavia, gli orientamenti generali in materia di politica energetica formulati dallo Stato membro non dovrebbero incidere sull'indipendenza o l'autonomia delle autorità di regolazione.
- (88) Il regolamento (UE) 2019/943 prevede che la Commissione adotti orientamenti o codici di rete per realizzare il necessario livello di armonizzazione. Tali orientamenti e codici di rete costituiscono misure di attuazione con effetto vincolante e, riguardo a talune disposizioni della presente direttiva, uno strumento utile che può essere adeguato rapidamente in caso di necessità.
- (89) Gli Stati membri e le parti contraenti del trattato che ha istituito la Comunità dell'energia ⁽¹¹⁾ dovrebbero cooperare strettamente su tutte le questioni riguardanti lo sviluppo di una regione di scambi di energia elettrica integrata e non dovrebbero adottare misure che compromettano l'ulteriore integrazione dei mercati dell'energia elettrica o la sicurezza dell'approvvigionamento degli Stati membri e delle parti contraenti.
- (90) La presente direttiva dovrebbe essere letta in combinato disposto con il regolamento (UE) 2019/943, che sancisce i principi chiave del nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica, grazie ai quali sarà possibile compensare meglio la flessibilità, inviare adeguati segnali di prezzo e assicurare lo sviluppo di mercati integrati a breve termine ben funzionanti. Il regolamento (UE) 2019/943 stabilisce inoltre nuove norme per vari aspetti, tra cui i meccanismi di regolazione della capacità e la cooperazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione.

⁽⁹⁾ Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (rifusione) (Cfr. pag. 22 della presente Gazzetta ufficiale).

⁽¹⁰⁾ Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 94).

⁽¹¹⁾ GU L 198 del 20.7.2006, pag. 18.

- (91) La presente direttiva rispetta i diritti fondamentali e osserva i principi sanciti dalla Carta. Di conseguenza la presente direttiva dovrebbe essere interpretata e applicata conformemente a tali diritti e principi, in particolare al diritto alla protezione dei dati personali garantito dall'articolo 8 della Carta. È essenziale che il trattamento dei dati personali a norma della presente direttiva sia conforme al regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹²⁾.
- (92) Al fine di prevedere il livello minimo di armonizzazione necessario per il raggiungimento dell'obiettivo della presente direttiva, è opportuno delegare alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 TFUE affinché elabori norme in merito alla portata dell'obbligo delle autorità di regolazione di cooperare reciprocamente e con l'ACER e che definiscano i dettagli della procedura per l'osservanza dei codici di rete e degli orientamenti. È di particolare importanza che durante i lavori preparatori la Commissione svolga adeguate consultazioni, anche a livello di esperti, e che tali consultazioni siano svolte nel rispetto dei principi dell'accordo istituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016 ⁽¹³⁾. In particolare, al fine di garantire la parità di partecipazione alla preparazione degli atti delegati, il Parlamento europeo e il Consiglio ricevono tutti i documenti contemporaneamente agli esperti degli Stati membri, e i loro esperti hanno sistematicamente accesso alle riunioni dei gruppi di esperti della Commissione incaricati della preparazione degli atti delegati.
- (93) Al fine di garantire condizioni uniformi di esecuzione della presente direttiva, dovrebbero essere attribuite alla Commissione competenze di esecuzione al fine di determinare i requisiti di interoperabilità e procedure non discriminatorie e trasparenti di accesso ai dati del contatore, ai dati sui consumi e ai dati necessari per cambiare cliente, la gestione della domanda e altri servizi. Tali competenze dovrebbero essere esercitate conformemente al regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁴⁾.
- (94) Qualora si applichi una deroga a norma dell'articolo 66, paragrafi 3, 4 o 5, la deroga dovrebbe riguardare anche tutte le disposizioni della presente direttiva che sono accessorie alla stessa o che richiedono l'applicazione preventiva di una delle disposizioni rispetto alle quali è stata concessa una deroga.
- (95) Le disposizioni della direttiva 2012/27/UE relative ai mercati dell'energia elettrica, come le disposizioni relative alla misurazione e alla fatturazione dell'energia elettrica, alla gestione della domanda, al dispacciamento prioritario e all'accesso alla rete per la cogenerazione ad alto rendimento, sono aggiornate dalle disposizioni stabilite nella presente direttiva e del regolamento (UE) 2019/943. Occorre pertanto modificare di conseguenza la direttiva 2012/27/UE.
- (96) Poiché l'obiettivo della presente direttiva, vale a dire la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica pienamente operativo, non può essere conseguito in misura sufficiente dagli Stati membri ma, a motivo della sua portata e dei suoi effetti, può essere conseguito meglio a livello di Unione, quest'ultima può intervenire in base al principio di sussidiarietà sancito dall'articolo 5 del trattato sull'Unione europea. La presente direttiva si limita a quanto è necessario per conseguire tale obiettivo in ottemperanza al principio di proporzionalità enunciato nello stesso articolo.
- (97) Conformemente alla dichiarazione politica comune del 28 settembre 2011 degli Stati membri e della Commissione sui documenti esplicativi ⁽¹⁵⁾, gli Stati membri si sono impegnati ad accompagnare, in casi giustificati, la notifica delle loro misure di recepimento con uno o più documenti che chiariscano il rapporto tra gli elementi costitutivi di una direttiva e le parti corrispondenti degli strumenti nazionali di recepimento. Per quanto riguarda la presente direttiva, il legislatore ritiene che la trasmissione di tali documenti sia giustificata.
- (98) L'obbligo di recepimento della presente direttiva nel diritto interno dovrebbe essere limitato alle disposizioni che costituiscono una modifica sostanziale rispetto alla direttiva 2009/72 CE. L'obbligo di recepire le disposizioni che restano immutate discende dalla direttiva 2009/72/CE.
- (99) La presente direttiva dovrebbe far salvi gli obblighi degli Stati membri relativi ai termini di recepimento nel diritto interno e alla data di applicazione della direttiva 2009/72/CE indicati nell'allegato III,

⁽¹²⁾ Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati) (GU L 119 del 4.5.2016, pag. 1).

⁽¹³⁾ GU L 123 del 12.5.2016, pag. 1.

⁽¹⁴⁾ Regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 febbraio 2011, che stabilisce le regole e i principi generali relativi alle modalità di controllo da parte degli Stati membri dell'esercizio delle competenze di esecuzione attribuite alla Commissione (GU L 55 del 28.2.2011, pag. 13).

⁽¹⁵⁾ GU C 369 del 17.12.2011, pag. 14.

HANNO ADOTTATO LA PRESENTE DIRETTIVA:

CAPO I

OGGETTO E DEFINIZIONI

Articolo 1

Oggetto

La presente direttiva stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, lo stoccaggio e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, al fine di creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, incentrati sui consumatori, flessibili, equi e trasparenti.

La presente direttiva intende avvalersi dei vantaggi di un mercato integrato per assicurare ai consumatori energia a prezzi e costi accessibili e trasparenti, un alto grado di sicurezza dell'approvvigionamento e una transizione agevole verso un sistema energetico sostenibile a basse emissioni di carbonio. Essa definisce le principali norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore dell'energia elettrica dell'Unione, riguardanti in particolare la responsabilizzazione e la tutela dei consumatori, l'accesso aperto al mercato integrato, l'accesso dei terzi all'infrastruttura di trasmissione e di distribuzione, obblighi in materia di separazione e norme sull'indipendenza delle autorità di regolamentazione negli Stati membri.

La presente direttiva stabilisce inoltre le modalità di cooperazione tra gli Stati membri, le autorità di regolazione e i gestori dei sistemi di trasmissione nell'ottica di creare un mercato interno dell'energia elettrica totalmente interconnesso che accresca l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, la libera concorrenza e la sicurezza dell'approvvigionamento.

Articolo 2

Definizioni

Ai fini della presente direttiva si applicano le seguenti definizioni:

- 1) «cliente»: il cliente grossista e finale di energia elettrica;
- 2) «cliente grossista»: qualsiasi persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica a scopo di rivendita all'interno o all'esterno del sistema in cui è stabilita;
- 3) «cliente finale»: il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio;
- 4) «cliente civile»: il cliente che acquista energia elettrica per il proprio consumo domestico, escluse le attività commerciali o professionali;
- 5) «cliente non civile»: la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica non destinata al proprio uso domestico, inclusi i produttori, i clienti industriali, le piccole e medie imprese, gli esercenti e i clienti grossisti;
- 6) «microimpresa»: un'impresa che occupa meno di 10 persone e realizza un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 2 milioni di EUR;
- 7) «piccola impresa»: un'impresa che occupa meno di 50 persone e realizza un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 10 milioni di EUR;
- 8) «cliente attivo»: un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale;
- 9) «mercati dell'energia elettrica»: i mercati dell'energia elettrica, compresi i mercati fuori borsa e le borse dell'energia elettrica, i mercati per lo scambio di energia, capacità, energia di bilanciamento e servizi ancillari in tutte le fasce orarie, compresi i mercati a termine, giornalieri e infragiornalieri;

- 10) «partecipante al mercato»: partecipante al mercato quale definito all'articolo 2, punto 25), del regolamento (UE) 2019/943;
- 11) «comunità energetica dei cittadini»: un soggetto giuridico che:
- a) è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
 - b) ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari; e
 - c) può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci;
- 12) «fornitura»: la vendita, compresa la rivendita, di energia elettrica ai clienti;
- 13) «contratto di fornitura di energia elettrica»: un contratto di fornitura di energia elettrica ad esclusione degli strumenti derivati sull'energia elettrica;
- 14) «strumenti derivati sull'energia elettrica»: uno strumento finanziario di cui ai punti 5, 6 o 7 della sezione C dell'allegato I della direttiva 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁶⁾, collegato all'energia elettrica;
- 15) «contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica»: un contratto di fornitura di energia elettrica tra un fornitore e un cliente finale che rispecchia la variazione del prezzo sui mercati a pronti, inclusi i mercati del giorno prima e i mercati infragiornalieri, a intervalli pari almeno alla frequenza di regolamento di mercato;
- 16) «oneri di risoluzione del contratto»: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori o dai partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione per risolvere un contratto di fornitura di energia elettrica o di servizi attinenti;
- 17) «oneri per cambio di fornitore»: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori, dai partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione o dai gestori di sistemi, direttamente o indirettamente, in caso di cambiamento di fornitore o di partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione, compresi gli oneri di risoluzione del contratto;
- 18) «aggregazione»: una funzione svolta da una persona fisica o giuridica che combina più carichi di clienti o l'energia elettrica generata, per la vendita, l'acquisto o la vendita all'asta in qualsiasi mercato dell'energia elettrica;
- 19) «aggregatore indipendente»: un partecipante al mercato attivo nell'aggregazione non collegato al fornitore del cliente;
- 20) «gestione della domanda»: la variazione del carico dell'energia elettrica per i clienti finali rispetto ai modelli di consumo normali o attuali in risposta a segnali del mercato, anche in risposta a prezzi dell'energia elettrica variabili nel tempo o incentivi finanziari, oppure in risposta all'accettazione dell'offerta del cliente finale, di vendere la riduzione o l'aumento della domanda a un determinato prezzo sui mercati organizzati quali definiti all'articolo 2, punto 4, del regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione ⁽¹⁷⁾, individualmente o per aggregazione;
- 21) «informazioni di fatturazione»: le informazioni fornite nella fattura al cliente finale, esclusa la richiesta di pagamento;
- 22) «contatore convenzionale»: un contatore analogico o elettronico sprovvisto della capacità di trasmettere e ricevere dati;
- 23) «sistema di misurazione intelligente»: un sistema elettronico in grado di misurare l'energia elettrica immessa nella rete o l'energia elettrica consumata, mediante un sistema elettronico fornendo maggiori informazioni rispetto a un dispositivo convenzionale e in grado di trasmettere e ricevere dati a fini d'informazione, sorveglianza e controllo utilizzando una forma di comunicazione elettronica;

⁽¹⁶⁾ Direttiva 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, relativa ai mercati degli strumenti finanziari e che modifica la direttiva 2002/92/CE e la direttiva 2011/61/UE (GU L 173 del 12.6.2014, pag. 349).

⁽¹⁷⁾ Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione, del 17 dicembre 2014, relativo alla segnalazione dei dati in applicazione dell'articolo 8, paragrafi 2 e 6, del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (GU L 363 del 18.12.2014, pag. 121).

- 24) «interoperabilità»: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, la capacità di due o più reti, sistemi, dispositivi, applicazioni o componenti nei settori dell'energia o delle comunicazioni di interagire e di scambiare e utilizzare informazioni per svolgere le funzioni richieste;
- 25) «periodo di regolazione degli sbilanciamenti»: il periodo di regolazione degli sbilanciamenti quale definito all'articolo 2, punto 15), del regolamento (UE) 2019/943;
- 26) «tempo quasi reale»: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, un breve lasso di tempo, solitamente di pochi secondi o al massimo corrispondente al periodo di regolazione degli sbilanciamenti nel mercato nazionale;
- 27) «migliori tecniche disponibili»: nel contesto della protezione e della sicurezza dei dati in un ambiente di misurazione intelligente, le tecniche più efficaci, avanzate e idonee dal punto di vista pratico a fornire in via di principio le condizioni per il rispetto delle norme dell'Unione sulla protezione dei dati e sulla sicurezza;
- 28) «distribuzione»: il trasporto di energia elettrica su sistemi di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti, ma non comprendente la fornitura;
- 29) «gestore del sistema di distribuzione»: qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica;
- 30) «efficienza energetica»: il rapporto tra un risultato in termini di prestazioni, servizi, beni o energia e l'immissione di energia;
- 31) «energia da fonti rinnovabili» o «energia rinnovabile»: l'energia da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (eliotermica e fotovoltaico) e geotermica, da calore ambientale, maremotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idroelettrica, energia della biomassa, dei gas di discarica, dei gas residuati dai processi di depurazione e biogas;
- 32) «generazione distribuita»: impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione;
- 33) «punto di ricarica»: un'interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico per volta o di sostituire la batteria di un veicolo elettrico per volta;
- 34) «trasmissione»: il trasporto di energia elettrica sul sistema interconnesso ad altissima tensione e ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti finali o ai distributori, ma non comprendente la fornitura;
- 35) «gestore del sistema di trasmissione»: qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasmissione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica;
- 36) «utente del sistema»: la persona fisica o giuridica che rifornisce un sistema di trasmissione o un sistema di distribuzione o è da esso rifornita;
- 37) «generazione»: la produzione di energia elettrica;
- 38) «produttore»: la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica;
- 39) «interconnettore»: apparecchiatura per collegare le reti elettriche;
- 40) «sistema interconnesso»: un complesso di sistemi di trasmissione e di distribuzione collegati mediante uno o più interconnettori;
- 41) «linea diretta»: linea elettrica che collega un sito di generazione isolato con un cliente isolato ovvero linea elettrica che collega un produttore e un'impresa fornitrice di energia elettrica per approvvigionare direttamente i propri impianti, le società controllate e i clienti;
- 42) «piccolo sistema isolato»: ogni sistema che aveva un consumo inferiore a 3 000 GWh nel 1996, ove meno del 5 % del consumo annuo è ottenuto dall'interconnessione con altri sistemi;

- 43) «piccolo sistema connesso»: ogni sistema che aveva un consumo inferiore a 3 000 GWh nel 1996, ove più del 5 % del consumo annuo è ottenuto dall'interconnessione con altri sistemi;
- 44) «congestione»: la congestione quale definita all'articolo 2, punto 4), del regolamento (UE) 2019/943;
- 45) «bilanciamento»: il bilanciamento quale definito all'articolo 2, punto 10), del regolamento (UE) 2019/943;
- 46) «energia di bilanciamento»: l'energia di bilanciamento quale definita all'articolo 2, punto 11), regolamento (UE) 2019/943;
- 47) «responsabile del bilanciamento»: quale definito all'articolo 2, punto 14), regolamento (UE) 2019/943;
- 48) «servizio ancillare»: il servizio necessario per la gestione di un sistema di trasmissione o di distribuzione compresi il bilanciamento e i servizi ancillari non relativi alla frequenza, ma esclusa la gestione della congestione;
- 49) «servizio ancillare non relativo alla frequenza»: un servizio utilizzato da un gestore del sistema di trasmissione o un gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione in regime stazionario, le immissioni rapide di corrente reattiva, l'inerzia per la stabilità della rete locale, la corrente di corto circuito, la capacità di black start e la capacità di funzionamento in isola;
- 50) «centro di coordinamento regionale»: un centro di coordinamento regionale istituito a norma dell'articolo 32 del regolamento (UE) 2019/943;
- 51) «componenti di rete pienamente integrate»: componenti di rete che sono integrate nel sistema di trasmissione o distribuzione, compresi gli impianti di stoccaggio, e utilizzate al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema di trasmissione o distribuzione e non per il bilanciamento o la gestione della congestione;
- 52) «impresa elettrica integrata»: un'impresa verticalmente integrata o un'impresa orizzontalmente integrata;
- 53) «impresa verticalmente integrata»: un'impresa elettrica o un gruppo di imprese elettriche nelle quali la stessa persona o le stesse persone hanno, direttamente o indirettamente, il potere di esercitare un controllo, e in cui l'impresa o il gruppo di imprese esercita almeno una delle attività di trasmissione o distribuzione, e almeno una delle funzioni di produzione o fornitura;
- 54) «impresa orizzontalmente integrata»: un'impresa elettrica che svolge almeno una delle funzioni di generazione per la vendita o di trasmissione o di distribuzione o di fornitura, nonché un'altra attività che non rientra nel settore dell'energia elettrica;
- 55) «impresa collegata»: un'impresa affiliata quale definita all'articolo 2, punto 12), della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁸⁾, e un'impresa appartenente agli stessi soci;
- 56) «controllo»: diritti, contratti o altri mezzi che conferiscono, da soli o congiuntamente, e tenuto conto delle circostanze di fatto o di diritto, la possibilità di esercitare un'influenza determinante sull'attività di un'impresa, in particolare attraverso:
- a) diritti di proprietà o di godimento sulla totalità o su parti del patrimonio di un'impresa;
 - b) diritti o contratti che conferiscono un'influenza determinante sulla composizione, sulle votazioni o sulle decisioni degli organi di un'impresa;
- 57) «impresa elettrica»: ogni persona fisica o giuridica, esclusi tuttavia i clienti finali, che svolge almeno una delle funzioni seguenti: generazione, trasmissione, distribuzione, aggregazione, gestione della domanda, stoccaggio, fornitura o acquisto di energia elettrica, che è responsabile per i compiti commerciali, tecnici e/o di manutenzione legati a queste funzioni;
- 58) «sicurezza»: la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica e la sicurezza tecnica;

⁽¹⁸⁾ Direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, relativa ai bilanci d'esercizio, ai bilanci consolidati e alle relative relazioni di talune tipologie di imprese, recante modifica della direttiva 2006/43/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e abrogazione delle direttive 78/660/CEE e 83/349/CEE del Consiglio (GU L 182 del 29.6.2013, pag. 19).

- 59) «**stoccaggio di energia**»: nel sistema elettrico, il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione, o la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica o l'uso sotto forma di un altro vettore energetico;
- 60) «**impianto di stoccaggio dell'energia**»: nel contesto della rete elettrica, un impianto dove avviene lo stoccaggio di energia.

CAPO II

NORME GENERALI DI ORGANIZZAZIONE DEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 3

Mercato dell'energia elettrica competitivo, incentrato sui consumatori, flessibile e non discriminatorio

1. Gli Stati membri assicurano che il diritto nazionale non ostacoli indebitamente gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, la partecipazione dei consumatori, anche mediante la gestione della domanda, gli investimenti, in particolare, nella generazione flessibile e variabile di energia, lo stoccaggio di energia, o la diffusione della mobilità elettrica o di nuovi interconnettori tra gli Stati membri, e assicurano altresì che i prezzi dell'energia elettrica rispecchino la domanda e l'offerta effettive.
2. Quando sviluppano nuovi interconnettori gli Stati membri tengono conto degli obiettivi di interconnessione elettrica di cui all'articolo 4, lettera d), punto 1, del regolamento (UE) 2018/1999.
3. Gli Stati membri assicurano che nel mercato interno dell'energia elettrica non vi siano barriere ingiustificate per quanto riguarda l'ingresso nel mercato, il suo funzionamento e l'uscita dallo stesso, fatte salve le competenze che gli Stati membri mantengono in relazione ai paesi terzi.
4. Gli Stati membri garantiscono condizioni di parità in cui le imprese elettriche sono soggette a norme, a oneri e a un trattamento trasparenti, proporzionati e non discriminatori, in particolare per quanto riguarda la responsabilità del bilanciamento, l'accesso ai mercati all'ingrosso, l'accesso ai dati, il procedimento di cambio fornitore e i regimi di fatturazione e, ove applicabile, la concessione di licenze.
5. Gli Stati membri assicurano che i partecipanti al mercato provenienti da paesi terzi che operano nel mercato interno dell'energia elettrica rispettino il diritto applicabile dell'Unione e nazionale, comprese le normative riguardanti la politica in materia di ambiente e sicurezza.

Articolo 4

Libertà di scelta del fornitore

Gli Stati membri assicurano che tutti i clienti siano liberi di acquistare energia elettrica dal produttore o fornitore di loro scelta e assicurano che tutti i clienti siano liberi di avere più di un contratto di fornitura di energia elettrica allo stesso tempo, purché siano stabiliti i punti di connessione e misurazione richiesti.

Articolo 5

Prezzi di fornitura basati sul mercato

1. I fornitori hanno la facoltà di determinare il prezzo della fornitura di energia elettrica ai clienti. Gli Stati membri adottano provvedimenti opportuni per assicurare un'effettiva concorrenza tra i fornitori.
2. Gli Stati membri assicurano la protezione dei clienti in condizioni di povertà energetica e dei clienti civili vulnerabili di cui agli articoli 28 e 29 con politiche sociali o mezzi diversi dagli interventi pubblici di fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica.
3. In deroga ai paragrafi 1 e 2, gli Stati membri possono attuare interventi pubblici nella fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica ai clienti civili in condizioni di povertà energetica o vulnerabili. Tali interventi pubblici sono soggetti alle condizioni indicate ai paragrafi 4 e 5.
4. Gli interventi pubblici nella fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica:
 - a) perseguono un interesse economico generale e non vanno al di là di quanto è necessario per conseguire tale interesse economico generale;

- b) sono chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili;
- c) garantiscono la parità di accesso ai clienti da parte delle imprese di energia elettrica dell'Unione;
- d) sono limitati nel tempo e proporzionati in considerazione dei beneficiari;
- e) non comportano costi aggiuntivi per i partecipanti al mercato in modo discriminatorio.

5. Qualsiasi Stato membro che attui interventi pubblici nella fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica in conformità del paragrafo 3 del presente articolo si conforma altresì all'articolo 3, paragrafo 3, lettera d), e all'articolo 24 del regolamento (UE) 2018/1999, indipendentemente dal fatto che lo Stato membro in questione registri o meno un numero significativo di famiglie in condizioni di povertà energetica.

6. Ai fini di un periodo di transizione volto a creare una concorrenza effettiva tra fornitori per i contratti di fornitura di energia elettrica e a conseguire una definizione dei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica che sia pienamente efficace e basata sul mercato ai sensi del paragrafo 1, gli Stati membri possono attuare interventi pubblici di fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica ai clienti civili e alle microimprese che non beneficiano degli interventi pubblici a norma del paragrafo 3.

7. Gli interventi pubblici di cui al paragrafo 6 sono conformi ai criteri di cui al paragrafo 4 e:

- a) sono accompagnati da una serie di misure volte a conseguire una concorrenza effettiva e da una metodologia per valutare i progressi compiuti riguardo a tali misure;
- b) sono stabiliti utilizzando una metodologia che garantisce il trattamento non discriminatorio dei fornitori;
- c) sono stabiliti a un prezzo al di sopra del costo, ad un livello tale da consentire un'effettiva concorrenza sui prezzi;
- d) sono progettati in modo da ridurre al minimo eventuali impatti negativi sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- e) garantiscono che tutti i beneficiari di tali interventi pubblici abbiano la possibilità di scegliere offerte di mercato competitive e siano informati direttamente, almeno ogni trimestre, della disponibilità di offerte e risparmi sul mercato competitivo, in particolare di contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica e garantiscono che ricevano assistenza per passare a un'offerta basata sul mercato;
- f) garantiscono che, a norma degli articoli 19 e 21, tutti i beneficiari di tali interventi pubblici abbiano il diritto di essere dotati di contatori intelligenti e ne sia offerta loro l'installazione senza costo iniziale supplementare per tali clienti, siano informati direttamente della possibilità di installare contatori intelligenti e ricevano l'assistenza necessaria.
- g) non danno luogo a sussidi incrociati diretti fra i clienti riforniti ai prezzi del mercato libero e quelli riforniti ai prezzi di fornitura regolati.

8. Gli Stati membri notificano alla Commissione le misure adottate a norma dei paragrafi 3 e 6 entro un mese dalla data di adozione e possono attuarle con effetto immediato. La notifica è corredata di una spiegazione dei motivi per cui altri strumenti non sono stati sufficienti per raggiungere l'obiettivo perseguito, del modo in cui sono garantiti i requisiti di cui ai paragrafi 4 e 7 e degli effetti delle misure notificate sulla concorrenza. La notifica illustra la gamma dei beneficiari, la durata delle misure e il numero di clienti civili interessati dalla misura e spiega le modalità di determinazione dei prezzi regolati.

9. Entro il 1° gennaio 2022 e il 1° gennaio 2025, gli Stati membri presentano alla Commissione relazioni sull'attuazione del presente articolo e sulla necessità e la proporzionalità degli interventi pubblici a norma del presente articolo, nonché una valutazione dei progressi compiuti nella creazione di una concorrenza effettiva tra i fornitori e nella transizione verso prezzi basati sul mercato. Gli Stati membri che applicano prezzi regolati conformemente al paragrafo 6 riferiscono in merito alla conformità alle condizioni di cui al paragrafo 7, compresa la conformità dei fornitori tenuti ad applicare tali interventi, nonché in merito all'impatto dei prezzi regolati sulle finanze di tali fornitori.

10. Entro il 31 dicembre 2025, la Commissione riesamina l'attuazione del presente articolo e presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione con l'obiettivo di conseguire una definizione dei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica basata sul mercato, unitamente a o seguita da, se del caso, una proposta legislativa. Tale proposta legislativa può includere una data finale per i prezzi regolati.

Articolo 6

Accesso di terzi

1. Gli Stati membri garantiscono l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di trasmissione e di distribuzione basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema. Gli Stati membri fanno sì che le tariffe, o i relativi metodi di calcolo, siano approvati conformemente all'articolo 59 prima della loro entrata in vigore e che le tariffe e le metodologie, ove solo queste ultime siano state approvate, siano pubblicate prima della loro entrata in vigore.
2. Il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione può rifiutare l'accesso ove manchi la capacità necessaria. Il rifiuto è debitamente motivato, con particolare riguardo all'articolo 9, e basato su criteri oggettivi e giustificati sul piano tecnico ed economico. Gli Stati membri o, qualora gli Stati membri abbiano così disposto, le autorità di regolazione di tali Stati membri garantiscono che tali criteri siano applicati in modo coerente e che l'utente del sistema a cui sia stato negato l'accesso possa ricorrere a una procedura di risoluzione delle controversie. Ove opportuno, le autorità di regolazione provvedono altresì affinché, nel caso venga rifiutato l'accesso, il gestore del sistema di trasmissione o il gestore del sistema di distribuzione fornisca adeguate informazioni sulle misure necessarie per rafforzare la rete. Tali informazioni sono fornite in tutti i casi in cui sia stato rifiutato l'accesso a punti di ricarica. La parte che richiede queste informazioni può essere tenuta a pagare un corrispettivo ragionevole, corrispondente al costo del rilascio dell'informazione.
3. Il presente articolo si applica anche alle comunità energetiche dei cittadini che gestiscono reti di distribuzione.

Articolo 7

Linee dirette

1. Gli Stati membri adottano le misure necessarie a consentire che:
 - a) tutti i produttori e le imprese fornitrici di energia elettrica stabiliti nel loro territorio riforniscano mediante una linea diretta i propri impianti, le società controllate e i clienti, senza essere soggetti a procedure amministrative o costi sproporzionati;
 - b) tutti i clienti nel loro territorio siano riforniti, individualmente o collettivamente, mediante una linea diretta da produttori e da imprese fornitrici.
2. Gli Stati membri stabiliscono i criteri per il rilascio delle autorizzazioni per la costruzione di linee dirette nel proprio territorio. Tali criteri devono essere obiettivi e non discriminatori.
3. La possibilità di approvvigionamento mediante una linea diretta di cui al presente articolo, paragrafo 1, lascia impregiudicata la possibilità di concludere contratti di fornitura di energia elettrica a norma dell'articolo 6.
4. Gli Stati membri possono subordinare le autorizzazioni a costruire una linea diretta al diniego di accesso ai sistemi ai sensi dell'articolo 6 o, a seconda dei casi, all'avvio di una procedura di risoluzione delle controversie ai sensi dell'articolo 60.
5. Gli Stati membri possono negare l'autorizzazione di una linea diretta qualora il rilascio di tale autorizzazione ostacoli l'applicazione delle disposizioni in materia di obblighi di servizio pubblico di cui all'articolo 9. Il rifiuto deve essere debitamente motivato.

Articolo 8

Procedura di autorizzazione per nuove capacità

1. Per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati membri adottano una procedura di autorizzazione informata a criteri di obiettività, trasparenza e non discriminazione.
2. Gli Stati membri stabiliscono i criteri di rilascio delle autorizzazioni per la costruzione di impianti di generazione sul loro territorio. In fase di determinazione degli opportuni criteri, gli Stati membri tengono in considerazione:
 - a) la sicurezza tecnica e fisica della rete elettrica, degli impianti e della relativa apparecchiatura;
 - b) la protezione della salute e della sicurezza pubblica;
 - c) la protezione dell'ambiente;

- d) l'assetto del territorio e la localizzazione;
- e) l'uso del suolo pubblico;
- f) l'efficienza energetica;
- g) la natura delle fonti primarie;
- h) le caratteristiche specifiche del richiedente quali la capacità tecnica, economica e finanziaria delle imprese;
- i) la conformità alle misure adottate in forza dell'articolo 9;
- j) il contributo della capacità di generazione al conseguimento dell'obiettivo generale dell'Unione di una quota pari almeno al 32 % di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 di cui all'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁹⁾;
- k) il contributo della capacità di generazione alla riduzione delle emissioni; e
- l) le alternative alla costruzione di nuovi impianti di generazione, tra cui le soluzioni per la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia.

3. Gli Stati membri provvedono affinché sussistano procedure di autorizzazione specifiche, semplificate e razionalizzate per i piccoli impianti di generazione decentrata e/o distribuita che tengano conto della loro dimensione e del loro impatto potenziale limitati.

Gli Stati membri possono fissare orientamenti per detta procedura di autorizzazione specifica. Le autorità di regolazione o le altre autorità nazionali competenti, comprese le autorità per la pianificazione, riesaminano detti orientamenti e possono raccomandare delle modifiche.

Qualora gli Stati membri abbiano stabilito particolari procedure di autorizzazione in merito all'assetto del territorio applicate ai maggiori progetti di nuove infrastrutture nella capacità di generazione, gli Stati membri, ove opportuno, includono la costruzione della nuova capacità di generazione nel campo di applicazione di dette procedure e le attuano in modo non discriminatorio secondo un calendario adeguato.

4. I criteri e le procedure di autorizzazione sono resi pubblici. I richiedenti sono informati dei motivi del rifiuto dell'autorizzazione. I motivi devono essere obiettivi e non discriminatori, debitamente fondati e adeguatamente documentati. I richiedenti dispongono di procedure di ricorso.

Articolo 9

Obblighi di servizio pubblico

1. Fatto salvo il paragrafo 2, gli Stati membri, in base alla loro organizzazione istituzionale e nel dovuto rispetto del principio di sussidiarietà, fanno sì che le imprese elettriche operino secondo i principi della presente direttiva, al fine di realizzare un mercato dell'energia elettrica concorrenziale, sicuro e sostenibile dal punto di vista ambientale, e si astengono da qualsiasi discriminazione tra le imprese riguardo ai loro diritti o obblighi.

2. Nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del TFUE, in particolare dell'articolo 106, gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresi la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture, nonché la tutela dell'ambiente, compresa l'efficienza energetica, l'energia da fonti rinnovabili e la protezione del clima. Questi obblighi sono chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili, e garantiscono alle imprese dell'Unione che operano nel settore dell'energia elettrica parità di accesso ai consumatori nazionali. Gli obblighi di servizio pubblico relativi alla fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica si conformano ai requisiti di cui all'articolo 5 della presente direttiva.

3. Ove siano previste compensazioni finanziarie, altre forme di compensazione e diritti esclusivi che uno Stato riconosce per l'adempimento degli obblighi di cui al presente articolo, paragrafo 2, o per la fornitura del servizio universale di cui all'articolo 27, ciò avviene in maniera trasparente e non discriminatoria.

4. Nel recepire la presente direttiva gli Stati membri informano la Commissione di tutte le misure adottate per adempiere agli obblighi di servizio universale e di servizio pubblico, compresa la tutela dei consumatori e dell'ambiente, ed in merito ai possibili effetti sulla concorrenza nazionale ed internazionale, a prescindere dal fatto che tali misure richiedano o meno una deroga alla presente direttiva. Successivamente informano ogni due anni la Commissione delle modifiche apportate a dette misure, a prescindere dal fatto che tali misure richiedano o meno una deroga alla presente direttiva.

⁽¹⁹⁾ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (G.U.L. 328 del 21.12.2018, pag. 82).

5. Gli Stati membri possono decidere di non applicare gli articoli 6, 7 e 8 della presente direttiva nella misura in cui la loro applicazione osti all'adempimento, in diritto o in fatto, degli obblighi che incombono alle imprese elettriche nell'interesse economico generale e nella misura in cui lo sviluppo degli scambi non venga talmente compromesso da nuocere agli interessi dell'Unione. Gli interessi dell'Unione comprendono, tra l'altro, la concorrenza nei confronti dei clienti ai sensi dell'articolo 106 TFUE e della presente direttiva.

CAPO III

RESPONSABILIZZAZIONE E TUTELA DEI CONSUMATORI

Articolo 10

Diritti contrattuali di base

1. Gli Stati membri provvedono a che tutti i clienti finali abbiano il diritto di essere riforniti di energia elettrica da un fornitore — ove questi accetti — a prescindere dallo Stato membro in cui il fornitore sia registrato, a condizione che il fornitore rispetti le norme applicabili in materia di scambi e bilanciamento. In detto ambito, gli Stati membri adottano ogni misura necessaria affinché le procedure amministrative non siano discriminatorie nei confronti dei fornitori già registrati in un altro Stato membro.

2. Fatte salve le norme dell'Unione relative alla tutela dei consumatori, nella fattispecie la direttiva 2011/83/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁰⁾ e la direttiva 93/13/CEE del Consiglio ⁽²¹⁾, gli Stati membri assicurano che i clienti finali godano dei diritti di cui al presente articolo, paragrafi da 3 a 12.

3. I clienti finali hanno il diritto a un contratto con il loro fornitore che specifichi:

- a) l'identità e l'indirizzo del fornitore;
- b) i servizi forniti, i livelli di qualità del servizio offerti e la data dell'allacciamento iniziale;
- c) i tipi di servizio di manutenzione offerti;
- d) i mezzi per ottenere informazioni aggiornate su tutte le tariffe vigenti, gli addebiti per manutenzione e i prodotti o servizi a pacchetto;
- e) la durata del contratto, le condizioni di rinnovo e di cessazione del contratto e dei servizi, ivi compresi i prodotti o servizi offerti a pacchetto con tali servizi, nonché se sia consentito risolvere il contratto senza oneri;
- f) l'indennizzo e le modalità di rimborso applicabili se i livelli di qualità del servizio stipulati non sono raggiunti, anche in caso di fatturazione imprecisa o tardiva;
- g) le modalità di avvio di una procedura di risoluzione stragiudiziale delle controversie conformemente all'articolo 26;
- h) informazioni sui diritti dei consumatori, incluse le informazioni sulla gestione dei reclami e su tutti gli aspetti di cui al presente paragrafo, chiaramente indicate sulla fattura o nei siti web delle imprese di energia elettrica.

Le condizioni devono essere eque e comunicate chiaramente in anticipo. Tali informazioni sono comunque trasmesse prima della conclusione o della conferma del contratto. Qualora il contratto sia concluso mediante un intermediario, le informazioni concernenti gli aspetti di cui al presente paragrafo sono anch'esse comunicate prima della stipulazione del contratto.

I clienti finali ricevono una sintesi delle principali condizioni contrattuali, in maniera evidenziata e con un linguaggio semplice e conciso.

4. I clienti finali ricevono adeguata comunicazione dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e sono informati del loro diritto di risolvere il contratto al momento della comunicazione. I fornitori avvisano direttamente

⁽²⁰⁾ Direttiva 2011/83/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, sui diritti dei consumatori, recante modifica della direttiva 93/13/CEE del Consiglio e della direttiva 1999/44/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e che abroga la direttiva 85/577/CEE del Consiglio e la direttiva 97/7/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 304 del 22.11.2011, pag. 64).

⁽²¹⁾ Direttiva 93/13/CEE del Consiglio, del 5 aprile 1993, concernente le clausole abusive nei contratti stipulati con i consumatori (GU L 95 del 21.4.1993, pag. 29).

i loro clienti finali, in maniera trasparente e comprensibile, di eventuali adeguamenti del prezzo di fornitura e dei motivi e requisiti di tale adeguamento e della sua entità, in tempo utile e comunque entro due settimane, o entro un mese nel caso dei clienti civili, prima della data di applicazione dell'adeguamento. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti finali possano risolvere il contratto, in caso di rifiuto delle nuove condizioni contrattuali o di adeguamenti del prezzo di fornitura notificati dal fornitore.

5. I fornitori forniscono ai clienti finali informazioni trasparenti sui prezzi e sulle tariffe vigenti e sulle condizioni tipo per quanto riguarda l'accesso ai servizi di energia elettrica e l'uso dei medesimi.

6. I fornitori offrono ai clienti finali un'ampia gamma di metodi di pagamento. I metodi di pagamento non devono creare discriminazioni indebite tra i consumatori. Eventuali differenze negli oneri relativi ai metodi di pagamento o ai sistemi di prepagamento devono essere oggettive, non discriminatorie e proporzionate e non superano i costi diretti a carico del beneficiario per l'uso di uno specifico metodo di pagamento o di un sistema di prepagamento, in conformità dell'articolo 62 della direttiva (UE) 2015/2366 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²³⁾.

7. Ai sensi del paragrafo 6, i clienti civili che hanno accesso ai sistemi di prepagamento non sono messi in condizioni di svantaggio dai sistemi di prepagamento.

8. I fornitori offrono ai clienti finali condizioni generali eque e trasparenti, che sono fornite in un linguaggio semplice e univoco, e non devono contenere ostacoli non contrattuali all'esercizio dei diritti dei consumatori, come esempio un'eccessiva documentazione contrattuale. I clienti sono protetti dai metodi di vendita sleali o ingannevoli.

9. I clienti finali hanno diritto a un buon livello di prestazione dei servizi e gestione dei reclami da parte del proprio fornitore. I fornitori gestiscono i reclami in modo semplice, equo e rapido.

10. Nell'accedere al servizio universale ai sensi delle disposizioni adottate dagli Stati membri in applicazione dell'articolo 27, i clienti finali sono informati sui loro diritti in materia di servizio universale.

11. I clienti civili ricevono dai fornitori informazioni adeguate sulle misure alternative alla disconnessione con sufficiente anticipo rispetto alla data prevista di interruzione della fornitura. Tali misure alternative possono riferirsi a fonti di sostegno per evitare la disconnessione, a sistemi di prepagamento, ad audit energetici, a servizi di consulenza energetica, a piani di pagamento alternativi, a consulenza per la gestione dell'indebitamento o a moratorie della disconnessione e non dovrebbero comportare costi supplementari per i clienti confrontati a una disconnessione.

12. I clienti finali ricevono dai fornitori una fattura di conguaglio definitivo a seguito di un eventuale cambiamento del fornitore non oltre sei settimane dopo aver effettuato un cambiamento.

Articolo 11

Diritto a un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica

1. Gli Stati membri provvedono affinché il quadro normativo nazionale consenta ai fornitori di offrire contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica. Gli Stati membri assicurano che i clienti finali dotati di un contatore intelligente possano concludere, su richiesta, un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica con almeno un fornitore e con ogni fornitore che abbia più di 200 000 clienti finali.

2. Gli Stati membri assicurano che i clienti finali siano pienamente informati dai fornitori circa le opportunità, i costi e i rischi derivanti da tali contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica e assicurano che i fornitori siano tenuti a fornire di conseguenza informazioni ai clienti finali, anche con riferimento alla necessità di far installare un contatore di energia elettrica adeguato. Le autorità di regolazione monitorano gli sviluppi del mercato, valutano i rischi che i nuovi prodotti e servizi possono comportare e si occupano delle pratiche abusive.

3. I fornitori devono ottenere il consenso di ogni cliente finale prima che tale cliente passi a un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica.

⁽²³⁾ Direttiva (UE) 2015/2366 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa ai servizi di pagamento nel mercato interno, che modifica le direttive 2002/65/CE, 2009/110/CE e 2013/36/UE e il regolamento (UE) n. 1093/2010, e abroga la direttiva 2007/64/CE (GUL 337 del 23.12.2015, pag. 35).

4. Per almeno dieci anni dopo l'introduzione dei contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, gli Stati membri o le loro autorità di regolazione effettuano un monitoraggio e pubblicano una relazione annuale sui principali sviluppi relativi a tali contratti, prendendo in considerazione, fra l'altro, le offerte di mercato e l'impatto sulle bollette dei consumatori, con particolare riguardo al livello di volatilità dei prezzi.

Articolo 12

Diritto di cambiare e norme sui relativi oneri

1. Il cambio di fornitore o partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione è effettuato nel più breve tempo possibile. Gli Stati membri assicurano che i clienti che desiderano cambiare il fornitore o i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione, nel rispetto delle condizioni contrattuali, abbiano diritto a tale cambio al massimo entro tre settimane dalla data della richiesta. Non oltre il 1° gennaio 2026 il processo tecnico del passaggio da un fornitore all'altro non deve richiedere più di 24 ore e deve essere possibile in qualsiasi giorno lavorativo.
2. Gli Stati membri assicurano che almeno i clienti civili e le piccole imprese non debbano pagare alcun onere per il cambio di fornitore.
3. In deroga al paragrafo 2, gli Stati membri possono consentire ai fornitori o ai partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione di imporre oneri di risoluzione del contratto ai clienti che risolvano volontariamente un contratto di fornitura di energia elettrica a tempo determinato e a prezzo fisso prima della scadenza, purché tali oneri rientrino in un contratto che il cliente ha sottoscritto volontariamente e siano comunicati in modo chiaro al cliente prima della sottoscrizione del contratto. Detti oneri devono essere proporzionati e non eccedere la perdita economica diretta incorsa dal fornitore o dal partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione risultante dalla risoluzione del contratto da parte del cliente, compresi i costi di eventuali pacchetti di investimenti o servizi già forniti al consumatore nell'ambito del contratto. L'onere della prova della perdita economica diretta è a carico del fornitore o del partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione e la legittimità degli oneri di risoluzione del contratto è soggetta al controllo dell'autorità di regolazione o di un'altra autorità nazionale competente.
4. Gli Stati membri provvedono a che il diritto di cambiare fornitore o partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione sia riconosciuto ai clienti in modo non discriminatorio per quanto riguarda i costi, gli oneri e i tempi.
5. I clienti civili hanno il diritto di partecipare a programmi collettivi di cambio di fornitore. Gli Stati membri eliminano tutti gli ostacoli normativi o amministrativi per il cambio collettivo di fornitore, predisponendo nel contempo un quadro che garantisca la massima protezione dei consumatori per evitare eventuali pratiche abusive.

Articolo 13

Contratto di aggregazione

1. Gli Stati membri assicurano che tutti i clienti siano liberi di acquistare e vendere servizi di energia elettrica, compresa l'aggregazione, diversi dalla fornitura, indipendentemente dal loro contratto di fornitura di energia elettrica e da un'impresa elettrica di loro scelta.

2. Gli Stati membri assicurano che, qualora un cliente finale intenda stipulare un contratto di aggregazione, questi abbia il diritto di procedere senza il consenso delle imprese elettriche del cliente finale.

Gli Stati membri assicurano che i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione informino in maniera esaustiva i clienti circa i termini e le condizioni dei contratti che offrono loro.

3. Gli Stati membri provvedono affinché sia garantito ai clienti finali il diritto di ricevere gratuitamente, almeno una volta per ogni periodo di fatturazione, se richiesto dal cliente, tutti i pertinenti dati di gestione della domanda e quelli relativi all'energia elettrica fornita e venduta.

4. Gli Stati membri assicurano che i diritti di cui ai paragrafi 2 e 3 siano riconosciuti a tutti i clienti finali in modo non discriminatorio per quanto riguarda i costi, gli oneri o i tempi. In particolare, gli Stati membri assicurano che i clienti non siano soggetti a requisiti tecnici e amministrativi, procedure o oneri discriminatori da parte dei propri fornitori sulla base del fatto che essi abbiano o meno un contratto con un partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione.

*Articolo 14***Strumenti di confronto**

1. Gli Stati membri assicurano che almeno i clienti civili e le microimprese aventi un consumo annuale previsto inferiore a 100 000 kWh abbiano accesso gratuitamente ad almeno uno strumento di confronto delle offerte dei fornitori, comprese le offerte di contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica. I clienti sono informati della disponibilità di tali strumenti nelle loro fatture o unitamente alle stesse o con altri mezzi. Gli strumenti soddisfano almeno i seguenti requisiti:

- a) sono indipendenti dai partecipanti al mercato e assicurano che le imprese elettriche siano trattate alla pari nei risultati delle ricerche;
- b) indicano chiaramente il proprietario e la persona fisica o giuridica che gestisce e controlla lo gli strumenti e forniscono informazioni sulle modalità di finanziamento degli strumenti;
- c) definiscono e indicano i criteri chiari e oggettivi su cui si deve basare il confronto, compresi i servizi;
- d) usano un linguaggio semplice e privo di ambiguità;
- e) forniscono informazioni corrette e aggiornate, e indicano la data dell'ultimo aggiornamento;
- f) sono accessibili per le persone con disabilità in quanto sono percepibili, riconoscibili, comprensibili e affidabili;
- g) forniscono una procedura efficace per segnalare le informazioni errate sulle offerte pubblicate; e
- h) effettuano confronti, limitando i dati personali richiesti a quanto strettamente necessario per il confronto.

Gli Stati membri garantiscono che almeno uno strumento contempli il mercato nel suo insieme. Se vari strumenti coprono il mercato, essi comprendono una gamma quanto più possibile completa di offerte di energia elettrica che copra una parte significativa del mercato e, se tali strumenti non forniscono un quadro completo del mercato, una chiara indicazione in tal senso prima di mostrare i risultati.

2. Gli strumenti di cui al paragrafo 1 possono essere gestiti da qualsiasi soggetto, ivi inclusi le società private e le autorità o gli enti pubblici.

3. Gli Stati membri designano un'autorità competente incaricata di rilasciare marchi di fiducia agli strumenti di confronto che soddisfino i requisiti di cui al paragrafo 1 e di garantire che gli strumenti di confronto recanti un marchio di fiducia continuino a soddisfare i requisiti di cui al paragrafo 1. Tale autorità è indipendente dai partecipanti al mercato e dai gestori di strumenti di confronto.

4. Gli Stati membri possono esigere che gli strumenti di confronto di cui al paragrafo 1 includano criteri comparativi relativi alla natura dei servizi offerti dai fornitori.

5. Ogni strumento di confronto delle offerte dei partecipanti al mercato è ammesso a richiedere un marchio di fiducia in conformità del presente articolo su base volontaria e non discriminatoria.

6. In deroga ai paragrafi 3 e 5, gli Stati membri possono scegliere di non prevedere il rilascio del marchio di fiducia per gli strumenti di confronto qualora un'autorità pubblica o un ente pubblico fornisca uno strumento di confronto che soddisfi i requisiti di cui al paragrafo 1.

*Articolo 15***Clienti attivi**

1. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti finali abbiano il diritto di agire in qualità di clienti attivi senza essere soggetti a requisiti tecnici o a requisiti amministrativi, procedure e oneri discriminatori o sproporzionati, e a oneri di rete che non rispecchiano i costi.

2. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti attivi:

- a) abbiano il diritto di operare direttamente o in maniera aggregata;
- b) abbiano il diritto di vendere energia elettrica autoprodotta, anche attraverso accordi per l'acquisto di energia elettrica;

- c) abbiano il diritto di partecipare a meccanismi di flessibilità e a meccanismi di efficienza energetica;
- d) abbiano il diritto di delegare a un terzo la gestione degli impianti necessari per le loro attività, compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, senza che il terzo sia considerato un cliente attivo;
- e) siano soggetti a oneri di rete che rispecchino i costi, siano trasparenti e non discriminatori e contabilizzino separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete, in conformità dell'articolo 59, paragrafo 9, della presente direttiva e dell'articolo 18 del regolamento (UE) 2019/943, così da garantire che contribuiscano in modo adeguato ed equilibrato alla ripartizione globale dei costi del sistema;
- f) siano finanziariamente responsabili degli squilibri che apportano alla rete elettrica; in tal misura, sono responsabili del bilanciamento o delegano la propria responsabilità di bilanciamento in conformità dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943.

3. L'ordinamento nazionale degli Stati membri può contenere disposizioni diverse che si applicano ai clienti attivi individuali e consorziati, a condizione che tutti i diritti e gli obblighi di cui al presente articolo si applichino a tutti i clienti attivi. Qualsiasi differenza di trattamento nei confronti dei clienti attivi consorziati deve essere proporzionata e debitamente giustificata.

4. Gli Stati membri in cui vigono meccanismi che non contabilizzano separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete non concedono nuovi diritti nel quadro di tali meccanismi dopo il 31 dicembre 2023. In ogni caso i clienti soggetti a meccanismi vigenti devono avere la possibilità di optare in qualsiasi momento per un nuovo meccanismo che contabilizzi separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete come base per il calcolo degli oneri di rete.

5. Gli Stati membri assicurano che i clienti attivi proprietari di un impianto di stoccaggio di energia:

- a) abbiano diritto alla connessione alla rete in un arco di tempo ragionevole dopo la relativa richiesta, purché siano soddisfatte tutte le condizioni necessarie, quali la responsabilità del bilanciamento e la misurazione adeguata;
- b) non siano soggetti ad alcun doppio onere, compresi gli oneri di rete, per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità o per la prestazione di servizi di flessibilità ai gestori dei sistemi;
- c) non siano soggetti a requisiti o oneri sproporzionati in materia di licenze;
- d) siano autorizzati a fornire diversi servizi contemporaneamente, se tecnicamente possibile.

Articolo 16

Comunità energetiche dei cittadini

1. Gli Stati membri prevedono un quadro normativo di riferimento per le comunità energetiche dei cittadini che assicuri che:

- a) la partecipazione a una comunità energetica dei cittadini sia aperta e volontaria;
- b) i membri o i soci di una comunità energetica dei cittadini abbiano il diritto di uscire dalla comunità, caso in cui si applica l'articolo 12;
- c) i membri o i soci di una comunità energetica dei cittadini non perdano i loro diritti e obblighi di clienti civili o clienti attivi;
- d) il pertinente gestore del sistema di distribuzione previo pagamento di un'equa compensazione valutata dall'autorità di regolazione, cooperi con le comunità energetiche dei cittadini per agevolare i trasferimenti di energia elettrica al loro interno;
- e) le comunità energetiche dei cittadini siano soggette a procedure e oneri non discriminatori, equi, proporzionati e trasparenti, anche in relazione alla registrazione e alla concessione di licenze, e a oneri di rete trasparenti, non discriminatori e che rispecchiano i costi in conformità dell'articolo 18 del regolamento (UE) 2019/943, in modo da garantire che contribuiscano in modo adeguato ed equilibrato alla ripartizione complessiva dei costi del sistema.

2. Gli Stati membri possono prevedere, nel quadro normativo, che le comunità energetiche dei cittadini:
 - a) siano aperte alla partecipazione transfrontaliera;
 - b) abbiano il diritto di possedere, istituire, acquistare o locare reti di distribuzione e di gestirle autonomamente alle condizioni di cui al presente articolo, paragrafo 4;
 - c) siano soggette alle esenzioni previste dall'articolo 38, paragrafo 2.
3. Gli Stati membri provvedono affinché le comunità energetiche dei cittadini:
 - a) possano accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica direttamente o in maniera aggregata in modo non discriminatorio;
 - b) siano trattate in modo non discriminatorio e proporzionato riguardo alle loro attività e ai loro diritti e obblighi in qualità di clienti finali, produttori, fornitori, gestori dei sistemi di distribuzione o partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione;
 - c) siano finanziariamente responsabili degli squilibri che apportano alla rete elettrica; in tal misura, sono responsabili del bilanciamento o delegano la propria responsabilità di bilanciamento in conformità dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943;
 - d) per quanto riguarda il consumo di energia elettrica autoprodotta, siano trattate come clienti attivi in conformità dell'articolo 15, paragrafo 2, lettera e);
 - e) abbiano il diritto di organizzare all'interno della comunità energetica dei cittadini la condivisione dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di proprietà della comunità, fatti salvi altri requisiti stabiliti nel presente articolo e purché i membri della comunità conservino i diritti e gli obblighi in quanto consumatori finali.

Ai fini del primo comma, lettera e), la condivisione dell'elettricità lascia impregiudicati gli oneri di rete, le tariffe e le imposte applicabili, sulla base di un'analisi costi-benefici trasparente delle risorse distribuite di energia sviluppata dall'autorità nazionale competente.
4. Gli Stati membri possono decidere di concedere alle comunità energetiche dei cittadini il diritto di gestire la rete di distribuzione nella loro zona di gestione e di istituire le pertinenti procedure, fatte salve le disposizioni del capo IV e le altre norme e regolamentazioni applicabili ai gestori dei sistemi di distribuzione. Qualora tale diritto venga concesso, gli Stati membri provvedono affinché le comunità energetiche dei cittadini:
 - a) abbiano il diritto di concludere un accordo per il funzionamento della rete della comunità con il pertinente gestore del sistema di distribuzione o gestore del sistema di trasmissione a cui è collegata la loro rete;
 - b) siano soggette ad adeguati oneri di rete nei punti di collegamento tra la loro rete e la rete di distribuzione al di fuori della stessa comunità energetica dei cittadini e che tali oneri di rete tengano conto contabilmente separatamente dell'energia elettrica immessa nella rete di distribuzione e di quella consumata dalla rete di distribuzione al di fuori della comunità energetica dei cittadini, in conformità dell'articolo 59, paragrafo 7;
 - c) non discriminino o arrechino danno ai clienti che restano connessi al sistema di distribuzione.

Articolo 17

Gestione della domanda mediante aggregatori

1. Gli Stati membri consentono e promuovono la partecipazione della gestione della domanda mediante aggregatori. Gli Stati membri consentono ai clienti finali, compresi quelli che offrono la gestione della domanda mediante aggregatori, di partecipare insieme con i produttori, in modo non discriminatorio, a tutti i mercati dell'energia elettrica.
2. Gli Stati membri assicurano che i gestori dei sistemi di trasmissione e dei sistemi di distribuzione, allorché acquistano servizi ancillari, trattino i partecipanti al mercato coinvolti nella gestione della domanda mediante aggregatori in modo non discriminatorio insieme con i produttori, sulla base delle loro capacità tecniche.
3. Gli Stati membri assicurano che il pertinente quadro normativo contenga almeno i seguenti elementi:
 - a) il diritto di ogni partecipante al mercato coinvolto nell'aggregazione, compresi gli aggregatori indipendenti, di entrare nei mercati dell'energia elettrica senza il consenso di altri partecipanti al mercato;

- b) norme non discriminatorie e trasparenti che assegnino chiaramente ruoli e responsabilità a tutte le imprese del settore dell'energia elettrica e ai clienti;
- c) norme e procedure trasparenti e non discriminatorie per lo scambio di dati tra partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione e altre imprese elettriche, tali da assicurare un facile accesso ai dati su base paritaria e non discriminatoria, garantendo nel contempo la piena protezione delle informazioni commercialmente sensibili e dei dati personali dei clienti;
- d) un obbligo per i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione di essere finanziariamente responsabili degli sbilanciamenti che apportano alla rete elettrica; in tale misura sono responsabili del bilanciamento o delegano la propria responsabilità di bilanciamento in conformità dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943;
- e) una disposizione in base a cui i clienti finali che hanno sottoscritto un contratto con aggregatori indipendenti non incorrono in penali e pagamenti indebiti, o in altre indebite restrizioni contrattuali da parte dei fornitori;
- f) un meccanismo per la risoluzione delle controversie tra i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione e gli altri partecipanti al mercato, compresa la responsabilità per gli sbilanciamenti.

4. Gli Stati membri possono esigere che le imprese elettriche o i clienti finali partecipanti indennizzino finanziariamente gli altri partecipanti al mercato o i responsabili del bilanciamento dei partecipanti al mercato se tali partecipanti al mercato o soggetti responsabili del bilanciamento sono direttamente interessati dall'attivazione della gestione della domanda. La compensazione finanziaria non deve creare barriere per l'ingresso nel mercato dei partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione o per la flessibilità. In tali casi, la compensazione finanziaria è limitata a quanto strettamente necessario per coprire i costi risultanti sostenuti dai fornitori dei clienti partecipanti o dai soggetti responsabili del bilanciamento del fornitore in conseguenza durante l'attivazione della gestione della domanda. Il metodo di calcolo di tale compensazione può tenere conto dei benefici prodotti dagli aggregatori indipendenti nei confronti di altri partecipanti al mercato e, ove ciò avvenga, si può richiedere agli aggregatori o ai consumatori partecipanti di contribuire a tale compensazione, ma solo se e nella misura in cui i benefici per tutti i fornitori, i clienti e i loro responsabili del bilanciamento non superano i costi diretti sostenuti. Il metodo di calcolo è soggetto all'approvazione dell'autorità di regolazione o di un'altra autorità nazionale competente.

5. Gli Stati membri assicurano che le autorità di regolazione o, se così richiesto dall'ordinamento nazionale, i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione, in stretta collaborazione con i partecipanti al mercato e con i clienti finali, stabiliscano i requisiti tecnici per la partecipazione della gestione della domanda a tutti i mercati dell'energia elettrica sulla base delle caratteristiche tecniche di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda. Tali requisiti includono la partecipazione dei carichi aggregati.

Articolo 18

Bollette e informazioni di fatturazione

1. Gli Stati membri assicurano che le bollette e le informazioni di fatturazione siano accurate, facilmente comprensibili, chiare, concise, di facile consultazione e presentate in modo da facilitare i confronti da parte dei clienti finali. I clienti finali ricevono, su richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile del modo in cui la loro bolletta è stata compilata, soprattutto qualora le bollette non siano basate sul consumo effettivo.
2. Gli Stati membri assicurano che i clienti finali ricevano tutte le loro bollette e informazioni sulla fatturazione gratuitamente.
3. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti finali possano scegliere di ricevere le bollette e le informazioni sulla fatturazione in via elettronica e affinché siano offerte loro soluzioni flessibili per il pagamento effettivo delle bollette.
4. Se il contratto prevede una variazione futura di prodotto o di prezzo o una riduzione, ciò deve essere indicato nella bolletta, unitamente alla data della variazione.
5. Gli Stati membri consultano le organizzazioni dei consumatori qualora considerino la possibilità di modificare i requisiti di contenuto delle bollette.
6. Gli Stati membri assicurano che le bollette e le informazioni di fatturazione soddisfino i requisiti minimi di cui all'allegato I.

*Articolo 19***Sistemi di misurazione intelligenti**

1. Allo scopo di promuovere l'efficienza energetica e di responsabilizzare i clienti finali, gli Stati membri o, qualora lo Stato membro abbia così disposto, l'autorità di regolazione raccomandano fermamente alle imprese elettriche e agli altri partecipanti al mercato di ottimizzare l'uso dell'energia elettrica, fra l'altro fornendo servizi di gestione dell'energia, sviluppando formule tariffarie innovative e introducendo sistemi di misurazione intelligenti interoperabili, in particolare con sistemi di gestione dell'energia dei consumatori e reti intelligenti, nel rispetto delle norme dell'Unione applicabili in materia di protezione dei dati.
2. Gli Stati membri assicurano l'introduzione nei loro territori di sistemi di misurazione intelligenti, che favoriscano la partecipazione attiva dei clienti al mercato dell'energia elettrica. Tale introduzione può essere soggetta a una valutazione costi-benefici da eseguire in conformità dei principi di cui all'allegato II.
3. Gli Stati membri che procedono all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti adottano e pubblicano i requisiti funzionali e tecnici minimi per i sistemi di misurazione intelligenti destinati a essere introdotti nel loro territorio in conformità dell'articolo 20 e dell'allegato II. Gli Stati membri assicurano l'interoperabilità di tali sistemi di misurazione intelligenti e la loro capacità di fornire informazioni per i sistemi di gestione energetica dei consumatori. A tal fine, gli Stati membri tengono debitamente conto dell'applicazione delle pertinenti norme tecniche, comprese quelle che consentono l'interoperabilità, delle migliori prassi e dell'importanza dello sviluppo delle reti intelligenti e dello sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica.
4. Gli Stati membri che procedono all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti assicurano che i clienti finali contribuiscano ai costi connessi all'introduzione in modo trasparente e non discriminatorio, tenendo conto dei benefici a lungo termine per l'intera filiera. Gli Stati membri o, qualora uno Stato membro abbia disposto in tal senso, l'autorità competente designata, controllano regolarmente l'introduzione nei loro territori dei sistemi di misurazione intelligenti per seguire il conseguimento di benefici per i consumatori.
5. Qualora l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti sia stata valutata negativamente in seguito all'analisi costi-benefici di cui al paragrafo 2, gli Stati membri assicurano che tale valutazione sia riveduta almeno ogni quattro anni, o con maggiore frequenza, in risposta ai cambiamenti significativi delle ipotesi di base e agli sviluppi tecnologici e del mercato. Gli Stati membri comunicano tempestivamente alla Commissione i risultati della loro analisi costi-benefici aggiornata.
6. Le disposizioni in materia di misurazione intelligente di cui alla presente direttiva si applicano agli impianti futuri e agli impianti che sostituiscono i contatori intelligenti più vecchi. I sistemi di misurazione intelligente che sono già installati o il cui «avvio dei lavori» ha avuto inizio prima del 4 luglio 2019 possono restare operativi durante il loro intero ciclo di vita, ma, nel caso dei sistemi di misurazione intelligenti che non soddisfano i requisiti di cui all'articolo 20 e all'allegato II, non possono restare operativi oltre il 5 luglio 2031.

Ai fini del presente paragrafo per «avvio dei lavori» si intende la data di inizio dei lavori di costruzione relativi all'investimento oppure la data del primo fermo impegno ad ordinare attrezzature o qualsiasi altro impegno che renda irreversibile l'investimento, a seconda di quale condizione si verifichi prima. L'acquisto di terreno e i lavori preparatori quali la richiesta di permessi o la realizzazione di studi di fattibilità preliminari non sono considerati come avvio dei lavori. In caso di acquisizioni, per «avvio dei lavori» si intende il momento dell'acquisizione di attivi direttamente collegati allo stabilimento acquisito.

*Articolo 20***Funzionalità dei sistemi di misurazione intelligenti**

Qualora l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti sia valutata positivamente in seguito all'analisi costi-benefici di cui all'articolo 19, paragrafo 2, oppure siano sistematicamente introdotti sistemi di misurazione intelligenti dopo il 4 luglio 2019, gli Stati membri introducono sistemi di misurazione intelligenti in conformità alle norme tecniche europee, all'allegato II e ai seguenti requisiti:

- a) i sistemi di misurazione intelligenti misurano accuratamente il consumo effettivo di energia elettrica e sono in grado di fornire ai clienti finali informazioni sul tempo effettivo d'uso. I dati sui consumi storici convalidati sono resi accessibili e visualizzabili facilmente e in modo sicuro ai clienti finali, su richiesta e senza costi aggiuntivi. I dati sui consumi in tempo quasi reale non convalidati sono anch'essi resi accessibili facilmente e in modo sicuro ai clienti finali, senza costi aggiuntivi e attraverso un'interfaccia standardizzata o mediante l'accesso a distanza, a sostegno dei programmi di efficienza energetica automatizzata, della gestione della domanda e di altri servizi;

- b) la sicurezza dei sistemi di misurazione intelligenti e della comunicazione dei dati è conforme alla pertinente normativa dell'Unione in materia di sicurezza, tenendo debitamente conto delle migliori tecniche disponibili per garantire il più alto livello di cibersicurezza tenendo al contempo presenti i costi e il principio di proporzionalità;
- c) la riservatezza dei clienti finali e la protezione dei loro dati deve essere conforme alla pertinente normativa dell'Unione sulla protezione dei dati e della vita privata;
- d) gli operatori assicurano che i contatori dei clienti attivi che immettono energia elettrica nella rete possano registrare l'energia elettrica immessa nella rete dai locali dei clienti attivi;
- e) se il cliente finale lo richiede, i dati sull'energia elettrica immessa nella rete e sul loro consumo di energia elettrica sono messi a sua disposizione, in conformità degli atti di esecuzione adottati a norma dell'articolo 24, attraverso un'interfaccia di comunicazione standardizzata o mediante l'accesso a distanza, oppure comunicati a un terzo che lo rappresenta, in un formato facilmente comprensibile, in modo da permettergli di raffrontare offerte comparabili;
- f) prima o al momento dell'installazione del contatore intelligente si forniscono al cliente finale consulenza e informazioni adeguate, in particolare riguardo al pieno potenziale del dispositivo in termini di gestione della lettura e di monitoraggio del consumo di energia elettrica, nonché riguardo alla raccolta e al trattamento dei dati personali a norma della pertinente normativa dell'Unione in materia di protezione dei dati;
- g) i sistemi di misurazione intelligenti consentono la misurazione e il pagamento per i clienti finali con la stessa risoluzione temporale utilizzata per il periodo di regolazione degli sbilanciamenti nel mercato nazionale.

Ai fini della lettera e) del primo comma, il cliente finale può recuperare i dati del contatore o trasmetterli a terzi senza costi aggiuntivi, conformemente al diritto alla portabilità dei dati sancito dalla normativa dell'Unione in materia di protezione dei dati.

Articolo 21

Diritto a un contatore intelligente

1. Qualora l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti sia stata valutata negativamente in seguito all'analisi costi-benefici di cui all'articolo 19, paragrafo 2, e non siano stati sistematicamente introdotti sistemi di misurazione intelligenti, gli Stati membri assicurano che ciascun cliente finale abbia diritto, su richiesta, sostenendo i costi connessi, all'installazione o, se del caso, all'adattamento, a condizioni eque, ragionevoli ed efficaci sotto il profilo dei costi, di un contatore intelligente che:
 - a) sia dotato, ove tecnicamente possibile, delle funzioni di cui all'articolo 20 o di una serie minima di funzioni da definire e pubblicare a cura degli Stati membri a livello nazionale in conformità dell'allegato II;
 - b) sia interoperabile e in grado di realizzare l'auspicata connettività delle infrastrutture di misurazione con i sistemi di gestione dell'energia dei consumatori in tempo quasi reale.
2. Nel contesto della richiesta di un cliente relativa all'installazione di un contatore intelligente di cui al paragrafo 1, lo Stato membro o, qualora lo Stato membro abbia così disposto, l'autorità competente designata:
 - a) assicura che il cliente finale che richiede l'installazione di un contatore intelligente riceva un'offerta che espliciti e descriva chiaramente:
 - i) le funzioni e l'interoperabilità supportate dal contatore intelligente e i servizi realizzabili, così come i vantaggi realisticamente conseguibili grazie al contatore intelligente in quel momento specifico;
 - ii) eventuali costi connessi a carico del cliente finale;
 - b) assicura che il contatore sia installato entro un termine ragionevole, entro quattro mesi dalla richiesta del cliente;
 - c) periodicamente, e almeno ogni due anni, rivede e rende pubblici i costi connessi e ne traccia l'evoluzione a seguito degli sviluppi tecnologici e dei potenziali adeguamenti del sistema di misurazione.

*Articolo 22***Contatori convenzionali**

1. Qualora i clienti finali non dispongano di contatori intelligenti, gli Stati membri assicurano che siano dotati di contatori convenzionali individuali in grado di misurare con precisione il consumo effettivo.
2. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti finali possano leggere facilmente i loro contatori convenzionali, direttamente o indirettamente mediante un'interfaccia online o un'altra interfaccia idonea.

*Articolo 23***Gestione dei dati**

1. Al momento di stabilire le regole per la gestione e lo scambio dei dati, gli Stati membri o, qualora lo Stato membro abbia così disposto, l'autorità competente designata indicano le norme relative all'accesso ai dati del cliente finale da parte dei soggetti ammessi in conformità del presente articolo e del quadro giuridico dell'Unione applicabile. Ai fini della presente direttiva, si considera che i dati comprendano quelli di misurazione e di consumo nonché i dati richiesti per cambiare fornitore e per la gestione della domanda e altri servizi
2. Gli Stati membri organizzano la gestione dei dati in modo tale che l'accesso ai dati e lo scambio degli stessi sia efficiente e sicuro, garantendo altresì la protezione e la sicurezza dei dati.

Indipendentemente dal modello utilizzato per la gestione dei dati in uno Stato membro, i soggetti responsabili della gestione dei dati forniscono a qualsiasi soggetto ammesso l'accesso ai dati del cliente finale conformemente al paragrafo 1. I dati richiesti devono essere messi a disposizione dei soggetti ammessi in modo non discriminatorio e simultaneo. L'accesso ai dati deve essere facile e le relative procedure attinenti devono essere pubblicamente disponibili.

3. Le norme sull'accesso ai dati e sulla relativa conservazione ai fini della presente direttiva devono essere conformi alla pertinente normativa dell'Unione.

Il trattamento dei dati personali nel quadro della presente direttiva è effettuato in conformità del regolamento (UE) 2016/679.

4. Gli Stati membri o, qualora uno Stato membro abbia disposto in tal senso, l'autorità competente designata autorizzano e certificano o, se del caso, controllano i soggetti responsabili della gestione dei dati per garantirne la conformità ai requisiti della presente direttiva.

Fatti salvi i compiti dei responsabili della protezione dei dati a norma del regolamento (UE) n. 2016/679, gli Stati membri hanno la facoltà di richiedere ai soggetti responsabili della gestione dei dati la designazione di un responsabile della conformità, incaricato di controllare l'attuazione delle misure adottate da tali soggetti per assicurare un accesso non discriminatorio ai dati e la conformità ai requisiti della presente direttiva.

Gli Stati membri possono nominare responsabili della conformità od organismi a ciò preposti di cui all'articolo 35, paragrafo 2, lettera d), della presente direttiva al fine di adempiere agli obblighi del presente paragrafo.

5. Ai clienti finali non è addebitato alcun costo supplementare per l'accesso ai loro dati o per la richiesta di mettere tali dati a disposizione.

Gli Stati membri sono responsabili della fissazione dei costi per l'accesso ai dati da parte dei soggetti ammessi.

Gli Stati membri o, qualora uno Stato membro abbia disposto in tal senso, l'autorità competente designata, assicurano che i costi addebitati dai soggetti regolamentati che forniscono servizi di dati siano ragionevoli e debitamente giustificati.

*Articolo 24***Requisiti di interoperabilità e procedure per l'accesso ai dati**

1. Al fine di promuovere la concorrenza nel mercato al dettaglio ed evitare costi amministrativi eccessivi per i soggetti ammessi, gli Stati membri agevolano la completa interoperabilità dei servizi energetici all'interno dell'Unione.

2. La Commissione adotta atti di esecuzione che stabiliscono i requisiti di interoperabilità e procedure non discriminatorie e trasparenti per l'accesso ai dati di cui all'articolo 23, paragrafo 1. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura consultiva di cui all'articolo 68, paragrafo 2.

3. Gli Stati membri provvedono affinché le imprese elettriche applichino i requisiti di interoperabilità e le procedure per l'accesso ai dati di cui al paragrafo 2. Tali requisiti e procedure si basano sulle prassi nazionali esistenti.

Articolo 25

Sportelli unici

Gli Stati membri si accertano che vengano istituiti sportelli unici al fine di fornire ai clienti tutte le informazioni necessarie concernenti i loro diritti, il diritto applicabile e i meccanismi di risoluzione delle controversie a loro disposizione in caso di controversia. Tali sportelli unici possono far parte di sportelli generali di informazione dei consumatori.

Articolo 26

Diritto alla risoluzione extragiudiziale delle controversie

1. Gli Stati membri garantiscono che i clienti finali abbiano accesso a meccanismi semplici, equi, trasparenti, indipendenti, efficaci ed efficienti di risoluzione extragiudiziale delle controversie concernenti i diritti e gli obblighi stabiliti ai sensi della presente direttiva attraverso un meccanismo indipendente quale un mediatore dell'energia o un organismo dei consumatori, o attraverso un'autorità di regolazione. Laddove il cliente finale sia un consumatore ai sensi della direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²³⁾ tali meccanismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie alternativa sono conformi ai requisiti di qualità di cui alla direttiva 2013/11/UE e prevede, ove giustificato, sistemi di rimborso e indennizzo.

2. Ove necessario, gli Stati membri garantiscono che gli organismi per la risoluzione alternativa delle controversie cooperino per garantire un meccanismo di risoluzione extragiudiziale delle controversie semplice, equa, trasparente, indipendente, efficace ed efficiente per qualsiasi controversia derivante da prodotti o servizi legati o abbinati a qualsiasi prodotto o servizio che rientra nell'ambito di applicazione della presente direttiva.

3. La partecipazione delle imprese elettriche ai meccanismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i clienti civili è obbligatoria, a meno che lo Stato membro non dimostri alla Commissione che altri meccanismi sono altrettanto efficaci.

Articolo 27

Servizio universale

1. Gli Stati membri provvedono affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi competitivi, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori. Per garantire la fornitura del servizio universale, gli Stati membri possono designare un fornitore di ultima istanza. Gli Stati membri impongono ai gestori dei sistemi di distribuzione l'obbligo di collegare i clienti alla rete alle condizioni e alle tariffe stabilite secondo la procedura di cui all'articolo 59, paragrafo 7. La presente direttiva non osta a che gli Stati membri rafforzino la posizione di mercato dei clienti civili e dei clienti non civili piccoli e medi promuovendo la possibilità di associazione su base volontaria ai fini della rappresentanza di tale categoria di clienti.

2. Il paragrafo 1 è attuato in maniera trasparente e non discriminatoria e non ostacola la libertà di scegliere il fornitore prevista dall'articolo 4.

⁽²³⁾ Direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 maggio 2013, sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) n. 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (Direttiva sull'ADR per i consumatori) (GUL 165 del 18.6.2013, pag. 63).

*Articolo 28***Clienti vulnerabili**

1. Gli Stati membri adottano misure appropriate per tutelare i clienti ed assicurano in particolare ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione. In questo contesto, ciascuno Stato membro definisce il concetto di cliente vulnerabile che può fare riferimento alla povertà energetica e, tra le altre cose, al divieto di interruzione della fornitura di energia elettrica a detti clienti nei periodi critici. Il concetto di cliente vulnerabile può comprendere i livelli di reddito, la quota del reddito disponibile destinata alle spese per l'energia, l'efficienza energetica delle abitazioni, la dipendenza critica dalle apparecchiature elettriche per motivi di salute, l'età o altri criteri. Gli Stati membri garantiscono che siano applicati i diritti e gli obblighi relativi ai clienti vulnerabili. In particolare, essi adottano misure di tutela dei clienti nelle zone isolate. Essi garantiscono un elevato livello di tutela dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni di contratto, alle informazioni generali ed ai meccanismi di risoluzione delle controversie.

2. Gli Stati membri adottano misure adeguate, come la fornitura di prestazioni attraverso sistemi di assistenza sociale volte a garantire il necessario approvvigionamento ai clienti vulnerabili o un sostegno ai miglioramenti dell'efficienza energetica, al fine di affrontare la povertà energetica ove riscontrata a norma dell'articolo 3, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2018/1999, compreso nel contesto più ampio di povertà. Tali misure non ostacolano l'apertura del mercato prevista all'articolo 4 e il funzionamento del mercato e vengono notificate alla Commissione, se del caso, in conformità dell'articolo 9, paragrafo 4. Dette notifiche possono altresì comprendere le misure avviate nell'ambito del sistema di assistenza sociale generale.

*Articolo 29***Povertà energetica**

Nel valutare il numero delle famiglie in condizioni di povertà energetica ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2018/1999, gli Stati membri stabiliscono e pubblicano una serie di criteri, che possono comprendere il basso reddito, l'elevata spesa per l'energia rispetto al reddito disponibile e la scarsa efficienza energetica.

La Commissione fornisce orientamenti sulla definizione di «numero significativo di famiglie in condizioni di povertà energetica» in detto contesto e nel contesto dell'articolo 5, paragrafo 5, partendo dalla premessa che qualsiasi percentuale di famiglie in condizioni di povertà energetica può essere considerata significativa.

*CAPO IV***GESTIONE DEL SISTEMA DI DISTRIBUZIONE***Articolo 30***Designazione dei gestori dei sistemi di distribuzione**

Gli Stati membri designano o impongono alle imprese che possiedono o sono responsabili dei sistemi di distribuzione di designare uno o più gestori del sistema di distribuzione per un periodo di tempo da determinarsi da parte degli Stati membri, tenuto conto di considerazioni di efficienza ed equilibrio economico.

*Articolo 31***Compiti dei gestori dei sistemi di distribuzione**

1. Il gestore del sistema di distribuzione ha la responsabilità di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di distribuzione di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella sua zona, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica.

2. In ogni caso il gestore del sistema di distribuzione non pone in essere discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue società collegate.

3. Il gestore del sistema di distribuzione fornisce agli utenti le informazioni di cui hanno bisogno per un accesso efficiente al sistema, compreso l'utilizzo di quest'ultimo.

4. Lo Stato membro può imporre al gestore del sistema di distribuzione che effettua il dispacciamento degli impianti di generazione l'obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegano fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento, a norma dell'articolo 12 del regolamento (UE) 2019/943.
5. Ciascun gestore del sistema di distribuzione funge da facilitatore neutrale del mercato nell'acquisire l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato, quando svolge tale funzione.
6. Qualora un gestore del sistema di distribuzione sia responsabile dell'acquisizione di prodotti e servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione, le norme adottate dal gestore del sistema di distribuzione a tal fine sono oggettive, trasparenti e non discriminatorie e sono sviluppate in coordinamento con i gestori dei sistemi di trasmissione e gli altri partecipanti al mercato interessati. Le condizioni, comprese le regole e le tariffe se del caso, di fornitura di tali prodotti e di prestazione di tali servizi ai gestori dei sistemi di distribuzione sono stabilite a norma dell'articolo 59, paragrafo 7, in modo non discriminatorio e corrispondente ai costi, e sono pubblicate.
7. Nell'esecuzione dei compiti di cui al paragrafo 6, il gestore del sistema di distribuzione acquisisce i servizi ancillari non relativi alla frequenza necessari per il suo sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato, a meno che l'autorità di regolazione abbia valutato che la fornitura basata su criteri di mercato di servizi ancillari non relativi alla frequenza non è economicamente efficiente e abbia concesso una deroga. L'obbligo di acquisizione di servizi ancillari non relativi alla frequenza non si applica alle componenti relative alla rete pienamente integrate.
8. L'acquisizione dei prodotti e servizi di cui al paragrafo 6 garantisce la partecipazione effettiva di tutti i partecipanti al mercato qualificati, compresi i partecipanti che offrono energia da fonti energetiche rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione, in particolare prevedendo che le autorità di regolazione e i gestori dei sistemi di distribuzione di stabiliscano, in stretta cooperazione con tutti i partecipanti al mercato, nonché i gestori dei sistemi di trasmissione, i requisiti tecnici di partecipazione a tali mercati sulla base delle caratteristiche tecniche di questi ultimi e della capacità di tutti i partecipanti al mercato.
9. I gestori dei sistemi di distribuzione cooperano con i gestori dei sistemi di trasmissione per la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla loro rete nei mercati al dettaglio, all'ingrosso e di bilanciamento. La fornitura di servizi di bilanciamento derivanti da risorse situate nel sistema di distribuzione è concordata con il pertinente gestore del sistema di trasmissione in conformità dell'articolo 57 del regolamento (UE) 2019/943 e dell'articolo 182 del regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione ⁽²⁴⁾.
10. Gli Stati membri o le loro autorità competenti designate possono autorizzare i gestori dei sistemi di distribuzione a svolgere attività diverse da quelle stabilite nella presente direttiva e nel regolamento (UE) 2019/943, ove tali attività siano necessarie per consentire ai gestori dei sistemi di distribuzione di adempiere agli obblighi previsti dalla presente direttiva o dal regolamento (UE) 2019/943, purché l'autorità di regolazione abbia valutato la necessità di tale deroga. Il presente paragrafo non pregiudica il diritto dei gestori dei sistemi di distribuzione di possedere, sviluppare, esercire o gestire reti diverse da quelle elettriche, nel caso in cui lo Stato membro ovvero l'autorità competente designata abbia concesso tale diritto.

Articolo 32

Incentivi per l'impiego della flessibilità nelle reti di distribuzione

1. Gli Stati membri definiscono il quadro normativo necessario per consentire ai gestori dei sistemi di distribuzione di acquisire servizi di flessibilità, compresa la gestione della congestione nelle loro aree, e incentivarli in tal senso, al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente il sistema di distribuzione. In particolare, il quadro normativo garantisce che i gestori dei sistemi di distribuzione siano in grado di procurarsi tali servizi da fornitori di generazione distribuita, gestione della domanda o stoccaggio di energia e promuovono l'adozione di misure di efficienza energetica quando tali servizi riducono in modo efficiente in termini di costi la necessità di incrementare o sostituire la capacità di energia elettrica e di favorire il funzionamento efficiente e sicuro del sistema di distribuzione. I gestori dei sistemi di distribuzione acquisiscono tali servizi secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato, a meno che le autorità di regolazione abbiano stabilito che l'acquisizione di tali servizi non è economicamente efficiente o sarebbe fonte di distorsioni di mercato o di maggiore congestione.

⁽²⁴⁾ Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione, del 2 agosto 2017, che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (GU L 220 del 25.8.2017, pag. 1).

2. I gestori dei sistemi di distribuzione, previa approvazione da parte dell'autorità di regolazione, ovvero l'autorità di regolazione stessa stabiliscono, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge tutti i pertinenti utenti del sistema e i gestori dei sistemi di trasmissione, le specifiche per i servizi di flessibilità acquisiti e, se del caso, i prodotti di mercato standardizzati per tali servizi almeno a livello nazionale. Le specifiche garantiscono la partecipazione effettiva e non discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato, tra cui i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori degli impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione. I gestori dei sistemi di distribuzione si scambiano tutte le informazioni necessarie e si coordinano con i gestori dei sistemi di trasmissione per assicurare l'uso ottimale delle risorse, garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e facilitare lo sviluppo del mercato. I gestori dei sistemi di distribuzione sono adeguatamente remunerati per l'acquisizione di tali servizi al fine di consentir loro di recuperare almeno i costi ragionevoli corrispondenti, comprese le spese necessarie per la tecnologia dell'informazione e della comunicazione e i costi per l'infrastruttura.
3. Lo sviluppo di un sistema di distribuzione è basato su un piano trasparente di sviluppo della rete che l'operatore del sistema di distribuzione pubblica almeno ogni due anni e presenta all'autorità di regolazione. Il piano di sviluppo della rete fornisce trasparenza in merito ai servizi di flessibilità a medio e lungo termine necessari e specifica gli investimenti programmati per i successivi cinque-dieci anni, in particolare le principali infrastrutture di distribuzione necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici. Il piano di sviluppo della rete riguarda inoltre l'impiego della gestione della domanda, l'efficienza energetica, gli impianti di stoccaggio dell'energia o le altre risorse cui il gestore del sistema di distribuzione ricorre in alternativa all'espansione del sistema.
4. Il gestore del sistema di distribuzione consulta tutti gli utenti pertinenti del sistema e i gestori dei sistemi di trasmissione pertinenti in merito al piano di sviluppo della rete. Il gestore del sistema di distribuzione rende pubblici i risultati della procedura consultiva unitamente al piano di sviluppo della rete e presenta i risultati della consultazione e del piano di sviluppo della rete all'autorità di regolazione. L'autorità di regolazione può chiedere la modifica del piano.
5. Gli Stati membri possono decidere di non applicare l'obbligo di cui al paragrafo 3 alle imprese elettriche integrate che riforniscono meno di 100 000 clienti allacciati o che riforniscono piccoli sistemi isolati.

Articolo 33

Integrazione dell'elettromobilità nella rete elettrica

1. Fatta salva la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁵⁾, gli Stati membri definiscono il quadro normativo necessario per agevolare la connessione dei punti di ricarica, sia pubblicamente accessibili sia privati, alle reti di distribuzione. Gli Stati membri provvedono a che i gestori dei sistemi di distribuzione cooperino su base non discriminatoria con qualsiasi impresa che possiede, sviluppa, esercisce o gestisce i punti di ricarica per i veicoli elettrici, anche per quanto riguarda la connessione alla rete.
2. I gestori dei sistemi di distribuzione non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire punti di ricarica per i veicoli elettrici, ad eccezione dei casi in cui i gestori dei sistemi di distribuzione possiedono punti di ricarica privati esclusivamente per uso proprio.
3. In deroga al paragrafo 2, gli Stati membri possono autorizzare i gestori dei sistemi di distribuzione a possedere, sviluppare, esercire o gestire punti di ricarica per i veicoli elettrici soltanto ove siano soddisfatte tutte le seguenti condizioni:
 - a) a seguito di una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria, soggetta a revisione e approvazione da parte dell'autorità di regolazione, parti terze non hanno ottenuto il diritto di possedere, sviluppare, esercire o gestire punti di ricarica per i veicoli elettrici, o non si sono dimostrate in grado di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva;
 - b) l'autorità di regolazione ha effettuato un esame ex ante delle condizioni della procedura di appalto di cui alla lettera a) e ha concesso la sua approvazione;
 - c) il gestore del sistema di distribuzione esercisce i punti di ricarica sulla base dell'accesso di terzi in conformità dell'articolo 6 e non pone in essere discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue società collegate.

⁽²⁵⁾ Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (GU L 307 del 28.10.2014, pag. 1).

L'autorità di regolazione può elaborare orientamenti o clausole di appalto per aiutare i gestori dei sistemi di distribuzione a garantire una procedura di appalto equa.

4. Qualora gli Stati membri abbiano attuato le condizioni di cui al paragrafo 3, gli Stati membri o le loro autorità competenti designate effettuano, a intervalli regolari o almeno ogni cinque anni, una consultazione pubblica al fine di valutare nuovamente il potenziale interesse di altre parti a possedere, sviluppare, esercire o gestire punti di ricarica per i veicoli elettrici. Se dalla consultazione pubblica emerge che parti terze sono in grado di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali punti di ricarica, gli Stati membri provvedono affinché le attività svolte in questi ambiti dai gestori dei sistemi di distribuzione siano progressivamente dismesse fermo restando il completamento della procedura di appalto di cui al paragrafo 3, lettera a). Nell'ambito delle condizioni relative a tale procedura, le autorità di regolazione possono autorizzare i gestori dei sistemi di distribuzione a recuperare il valore residuo dell'investimento realizzato nell'infrastruttura di ricarica.

Articolo 34

Compiti dei gestori dei sistemi di distribuzione riguardo alla gestione dei dati

Gli Stati membri assicurano che tutte le parti idonee godano di un accesso non discriminatorio ai dati secondo termini chiari e in condizioni di parità, nel rispetto della pertinente normativa in materia di protezione dei dati. Negli Stati membri che hanno introdotto sistemi di misurazione intelligenti, conformemente all'articolo 19, e in cui i gestori dei sistemi di distribuzione partecipano alla gestione dei dati, i programmi di adempimenti di cui all'articolo 35, paragrafo 2, lettera d), comprendono misure specifiche atte ad escludere l'accesso discriminatorio ai dati provenienti da soggetti che soddisfano i requisiti di cui all'articolo 23. Qualora ai gestori dei sistemi di distribuzione non si applichi l'articolo 35, paragrafi 1, 2 o 3, gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie per garantire che le imprese verticalmente integrate non godano di un accesso privilegiato ai dati necessari allo svolgimento delle loro attività di fornitura.

Articolo 35

Separazione dei gestori dei sistemi di distribuzione

1. Il gestore del sistema di distribuzione, qualora faccia parte di un'impresa verticalmente integrata, è indipendente, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, da altre attività non connesse alla distribuzione. Tali norme non comportano l'obbligo di separare la proprietà dei mezzi del gestore del sistema di distribuzione dall'impresa verticalmente integrata.
2. In aggiunta ai requisiti di cui al paragrafo 1, qualora il gestore del sistema di distribuzione sia parte di un'impresa verticalmente integrata, egli è indipendente da altre attività non connesse alla distribuzione per quanto riguarda l'organizzazione e l'adozione di decisioni. Al fine di conseguire tale indipendenza, si applicano i seguenti criteri minimi:
 - a) i responsabili della direzione del gestore del sistema di trasmissione non devono far parte di strutture dell'impresa elettrica integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di generazione, trasmissione o fornitura di energia elettrica;
 - b) devono essere adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili dell'amministrazione del gestore del sistema di distribuzione siano presi in considerazione in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente;
 - c) il gestore del sistema di distribuzione deve disporre di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa elettrica integrata, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione o allo sviluppo della rete. Ai fini dello svolgimento di tali compiti, il gestore del sistema di distribuzione dispone delle risorse necessarie, comprese le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie. Ciò non dovrebbe ostare all'esistenza di appropriati meccanismi di coordinamento intesi a garantire la tutela dei diritti di vigilanza economica e amministrativa della società madre per quanto riguarda la redditività degli investimenti disciplinata indirettamente ai sensi dell'articolo 59, paragrafo 7, in una società controllata. Ciò consente in particolare alla società madre di approvare il piano finanziario annuale, o qualsiasi strumento equivalente, del gestore del sistema di distribuzione e di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della sua società controllata. Non è consentito alla società madre dare istruzioni, né per quanto riguarda le operazioni giornaliere, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il miglioramento delle linee di distribuzione, che non eccedano i termini del piano finanziario approvato o di qualsiasi strumento equivalente; e

- d) il gestore del sistema di distribuzione deve predisporre un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori, e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere questo obiettivo. La persona o l'organo responsabile del controllo del programma di adempimenti, il responsabile della conformità del gestore del sistema di distribuzione, presenta ogni anno all'autorità di regolazione di cui all'articolo 57, paragrafo 1, una relazione sulle misure adottate; tale relazione è pubblicata. Il responsabile della conformità del gestore del sistema di distribuzione è pienamente indipendente e deve poter accedere, per lo svolgimento della sua missione, a tutte le informazioni necessarie in possesso del gestore del sistema di distribuzione e di ogni impresa collegata.
3. Se il gestore del sistema di distribuzione fa parte di un'impresa verticalmente integrata, gli Stati membri provvedono affinché le sue attività vengano controllate da autorità di regolazione o da altri organismi competenti in modo che esso non possa trarre vantaggio dalla sua integrazione verticale per falsare la concorrenza. In particolare, ai gestori di sistemi di distribuzione verticalmente integrati è fatto divieto di creare confusione, nella loro politica di comunicazione e di marchio, circa l'identità distinta del ramo «fornitura» dell'impresa verticalmente integrata.
4. Gli Stati membri possono decidere di non applicare i paragrafi 1, 2 e 3 alle imprese elettriche integrate che riforniscono meno di 100 000 consumatori allacciati o che riforniscono piccoli sistemi isolati.

Articolo 36

Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia dei gestori dei sistemi di distribuzione

1. I gestori dei sistemi di distribuzione non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia.
2. In deroga al paragrafo 1, gli Stati membri possono autorizzare i gestori dei sistemi di distribuzione a possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia se sono componenti di rete pienamente integrate e l'autorità di regolazione ha concesso la sua approvazione o se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:
- a) a seguito di una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria, soggetta a riesame e approvazione da parte dell'autorità di regolazione, parti terze non hanno ottenuto il diritto di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali impianti, o non si sono dimostrate in grado di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva;
 - b) detti impianti sono necessari affinché i gestori dei sistemi di distribuzione possano adempiere agli obblighi previsti dalla presente direttiva in materia di funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione e non sono utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica; e
 - c) l'autorità di regolazione ha valutato la necessità di detta deroga e ha effettuato una valutazione della procedura di appalto, comprese le condizioni di tale procedura di appalto, e l'ha approvata.

L'autorità di regolazione può elaborare orientamenti o clausole di appalto per aiutare i gestori dei sistemi di distribuzione a garantire una procedura di appalto equa.

3. Le autorità di regolazione effettuano, a intervalli regolari o almeno ogni cinque anni, una consultazione pubblica sugli impianti di stoccaggio dell'energia esistenti al fine di valutare la disponibilità e l'interesse potenziali a investire in tali impianti. Se dalla consultazione pubblica, valutata dall'autorità di regolazione, emerge che parti terze sono in grado di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali impianti in modo efficiente sotto il profilo dei costi, l'autorità di regolazione provvede affinché le attività svolte in questi ambiti dai gestori dei sistemi di distribuzione siano progressivamente dismesse entro 18 mesi. Nell'ambito delle condizioni relative a tale procedura, le autorità di regolazione possono autorizzare i gestori dei sistemi di distribuzione a ricevere una compensazione ragionevole, in particolare a recuperare il valore residuo dell'investimento realizzato negli impianti di stoccaggio dell'energia.
4. Il paragrafo 3 non si applica alle componenti di rete pienamente integrate né per il normale periodo di ammortamento di nuovi impianti di stoccaggio in batterie la cui decisione definitiva di investimento è adottata fino al 4 luglio 2019, purché tali impianti di stoccaggio in batterie:
- a) siano connessi alla rete al più tardi due anni dopo tale data;
 - b) siano integrati nel sistema di distribuzione;

- c) siano utilizzati unicamente per il ripristino istantaneo reattivo della sicurezza delle reti in caso di imprevisti a livello delle reti, se tale misura di ripristino ha inizio immediatamente e ha termine quando il regolare ridispacciamento può risolvere il problema; e
- d) non siano utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica, compresi quelli di bilanciamento.

Articolo 37

Obbligo di riservatezza dei gestori dei sistemi di distribuzione

Fatto salvo l'articolo 55 o qualsiasi altro obbligo legale di divulgare informazioni, il gestore del sistema di distribuzione mantiene la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso della sua attività, e deve impedire che le informazioni concernenti le proprie attività, che potrebbero essere commercialmente vantaggiose, vengano divulgate in modo discriminatorio.

Articolo 38

Sistemi di distribuzione chiusi

1. Gli Stati membri possono stabilire che le autorità di regolazione o altre autorità competenti classifichino come sistema di distribuzione chiuso un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il paragrafo 4, non rifornisce clienti civili, se:
 - a) per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti di tale sistema sono integrati oppure
 - b) il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.
2. Ai fini della presente direttiva i sistemi di distribuzione chiusi sono considerati sistemi di distribuzione. Gli Stati membri possono stabilire che le autorità di regolazione esentino il gestore di un sistema di distribuzione chiuso:
 - a) dall'obbligo di cui all'articolo 31, paragrafi 5 e 7, di acquisire l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e i servizi ancillari non di frequenza del proprio sistema in conformità di procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;
 - b) dall'obbligo di cui all'articolo 6, paragrafo 1, di far sì che le tariffe, o le metodologie di calcolo delle stesse, siano approvate conformemente all'articolo 59, paragrafo 1, prima della loro entrata in vigore;
 - c) dall'obbligo di cui all'articolo 32, paragrafo 1, di acquisire servizi di flessibilità e dall'obbligo di cui all'articolo 32, paragrafo 3, di sviluppare il proprio sistema sulla base di piani di sviluppo della rete;
 - d) dall'obbligo di cui all'articolo 33, paragrafo 2, di non possedere, sviluppare, gestire o esercitare punti di ricarica per i veicoli elettrici; e
 - e) dall'obbligo di cui all'articolo 36, paragrafo 1, di non possedere, sviluppare, gestire o esercitare impianti di stoccaggio di energia.
3. Quando è concessa un'esenzione a norma del paragrafo 2, le tariffe applicabili, o le metodologie di calcolo delle stesse, sono rivedute e approvate conformemente all'articolo 59, paragrafo 1, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso.
4. L'uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area servita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la concessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2.

Articolo 39

Gestore di un sistema combinato

L'articolo 35, paragrafo 1, non osta alla gestione di un sistema combinato di trasmissione e distribuzione da parte di un gestore, a condizione che il gestore ottemperi all'articolo 43, paragrafo 1, agli articoli 44 e 45 o al disposto del capo VI, sezione 3, o rientri nell'ambito di applicazione dell'articolo 66, paragrafo 3.

CAPO V

NORME GENERALI APPLICABILI AL GESTORE DEL SISTEMA DI TRASMISSIONE*Articolo 40***Compiti dei gestori dei sistemi di trasmissione**

1. Ciascun gestore del sistema di trasmissione è tenuto a:
 - a) garantire la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica, esercitare, gestire e sviluppare, a condizioni economiche di mercato, un sistema di trasmissione sicuro, affidabile ed efficiente, tenendo nella debita considerazione l'ambiente, in stretta collaborazione con i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione limitrofi;
 - b) garantire mezzi adeguati per rispondere ai propri obblighi;
 - c) contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento mediante un'adeguata capacità di trasmissione e affidabilità del sistema;
 - d) gestire i flussi di energia elettrica sul sistema, tenendo conto degli scambi con altri sistemi interconnessi. A tal fine il gestore del sistema di trasmissione è responsabile della sicurezza, affidabilità ed efficienza della rete elettrica e in tale contesto deve assicurare la disponibilità di tutti i servizi ancillari necessari, inclusi quelli forniti dagli impianti di gestione della domanda e stoccaggio dell'energia, nella misura in cui tale disponibilità sia indipendente da altri sistemi di trasmissione interconnessi con il proprio;
 - e) fornire, al gestore di altri sistemi interconnessi con il proprio, informazioni sufficienti a garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità del sistema interconnesso;
 - f) assicurare la non discriminazione tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue imprese collegate;
 - g) fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema;
 - h) riscuotere le rendite da congestione e i pagamenti nell'ambito del meccanismo di compensazione fra gestori dei sistemi di trasmissione conformemente all'articolo 49 del regolamento (UE) 2019/943, concedendo l'accesso di terzi e gestendolo nonché fornendo spiegazioni motivate qualora tale accesso sia negato, sotto il controllo delle autorità di regolazione; nell'espletamento dei loro compiti ai sensi del presente articolo i gestori dei sistemi di trasmissione si adoperano in primo luogo per promuovere l'integrazione del mercato;
 - i) acquistare servizi ancillari per assicurare la sicurezza operativa;
 - j) adottare un quadro per la cooperazione e il coordinamento tra centri di coordinamento regionali;
 - k) partecipare alla messa a punto di valutazioni dell'adeguatezza a livello europeo e nazionale a norma del capo IV del regolamento (UE) 2019/943;
 - l) digitalizzare i sistemi di trasmissione;
 - m) provvedere alla gestione dei dati, compresi lo sviluppo di sistemi di gestione dei dati, la cibersecurity e la protezione dei dati, nel rispetto delle norme applicabili nonché della competenza delle altre autorità.
2. Gli Stati membri possono stabilire che uno o più obblighi elencati al paragrafo 1 del presente articolo siano assegnati a un gestore del sistema di trasmissione diverso da quello che possiede il sistema e al quale si applicherebbero altrimenti gli obblighi in questione. Il gestore del sistema di trasmissione al quale sono assegnati tali obblighi è certificato secondo un modello di separazione proprietaria, di gestore di sistema indipendente o di gestore di sistema di trasmissione indipendente, e soddisfa i requisiti di cui all'articolo 43, ma non ha l'obbligo di possedere il sistema di trasmissione di cui è responsabile.

Il gestore del sistema di trasmissione che possiede il sistema di trasmissione soddisfa i requisiti di cui al capo VI ed è certificato conformemente all'articolo 43. Ciò non pregiudica la possibilità per i gestori dei sistemi di trasmissione che sono certificati secondo un modello di separazione proprietaria, di gestore di sistema indipendente o di gestore di trasmissione indipendente di delegare, di propria iniziativa e sotto la propria supervisione, taluni compiti ad altri gestori dei sistemi di trasmissione che sono certificati secondo un modello di separazione proprietaria, di gestore di sistema indipendente o di gestore di sistema di trasmissione indipendente qualora tale delega di compiti non pregiudichi i diritti decisionali effettivi e indipendenti del gestore del sistema di trasmissione che delega i compiti.

3. Nell'esecuzione dei compiti di cui al paragrafo 1, i gestori dei sistemi di trasmissione tengono conto delle raccomandazioni formulate dai centri di coordinamento regionali.

4. Nell'esecuzione dei compiti di cui al paragrafo 1, lettera i), i gestori dei sistemi di trasmissione acquisiscono servizi di bilanciamento secondo quanto segue:

- a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;
- b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione.

Ai fini del primo comma, lettera b), le autorità di regolazione e i gestori dei sistemi di trasmissione stabiliscono, in stretta cooperazione con tutti i partecipanti al mercato, i requisiti tecnici per la partecipazione a tali mercati sulla base delle relative caratteristiche tecniche.

5. Il paragrafo 4 si applica alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione a meno che l'autorità di regolazione abbia valutato che la fornitura basata su criteri di mercato di servizi ancillari non relativi alla frequenza non è economicamente efficiente e abbia concesso una deroga. In particolare, il quadro normativo garantisce che i gestori dei sistemi di trasmissione possano acquisire tali servizi da fornitori di gestione della domanda o di servizi di stoccaggio e promuovono l'adozione di misure di efficienza energetica ove tali servizi riducano in modo efficiente in termini di costi alla necessità di incrementare o ridurre la capacità di energia elettrica e favoriscano il funzionamento efficiente e sicuro del sistema di trasmissione.

6. I gestori dei sistemi di trasmissione, previa approvazione da parte dell'autorità di regolazione, ovvero l'autorità di regolazione stessa stabiliscono, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge tutti i pertinenti utenti del sistema e i gestori dei sistemi di distribuzione, le specifiche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza acquisiti e, se del caso, i prodotti di mercato standardizzati per tali servizi almeno a livello nazionale. Le specifiche garantiscono la partecipazione effettiva e non discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato, compresi i partecipanti al mercato che forniscono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori degli impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione. I gestori dei sistemi di trasmissione si scambiano tutte le informazioni necessarie e si coordinano con i gestori dei sistemi di distribuzione per assicurare l'uso ottimale delle risorse, garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e incentivare lo sviluppo del mercato. I gestori dei sistemi di trasmissione sono adeguatamente remunerati per l'acquisizione di servizi che consentano loro di recuperare almeno i costi ragionevoli corrispondenti, comprese le spese necessarie per la tecnologia dell'informazione e della comunicazione e i costi per l'infrastruttura.

7. L'obbligo di acquisizione di servizi ancillari di cui al paragrafo 5 non relativi alla frequenza non si applica alle componenti di rete pienamente integrate.

8. Gli Stati membri o le loro autorità competenti designate possono autorizzare i gestori dei sistemi di trasmissione a svolgere attività diverse da quelle stabilite nella presente direttiva e nel regolamento (UE) 2019/943 ove tali attività siano necessarie per consentire ai gestori dei sistemi di trasmissione di adempiere agli obblighi previsti dalla presente direttiva o dal regolamento (UE) 2019/943, purché l'autorità di regolazione abbia valutato la necessità di tale deroga. Il presente paragrafo non pregiudica il diritto dei gestori dei sistemi di trasmissione di possedere, sviluppare, esercire o gestire reti diverse dalle reti elettriche, ove lo Stato membro o l'autorità competente designata lo abbia concesso.

Articolo 41

Obbligo di riservatezza e di trasparenza dei gestori e dei proprietari dei sistemi di trasmissione

1. Fatto salvo l'articolo 55 o un altro obbligo legale di divulgare informazioni, ciascun gestore di sistema di trasmissione e ciascun proprietario di sistema di trasmissione mantiene la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso della sua attività e impedisce che le informazioni concernenti le proprie attività che potrebbero essere commercialmente vantaggiose vengano divulgate in modo discriminatorio. In particolare, esso non divulga alcuna informazione commercialmente sensibile alle altre parti dell'impresa, a meno che tale divulgazione risulti necessaria per effettuare una operazione commerciale. Al fine di garantire la piena osservanza delle norme sulla separazione delle informazioni, gli Stati membri assicurano che il proprietario del sistema di trasmissione e la restante parte dell'impresa non utilizzino servizi comuni, quali uffici legali comuni, ad eccezione delle funzioni meramente amministrative o dei servizi informatici.

2. Nell'ambito di operazioni di compravendita da parte di imprese collegate, è fatto divieto ai gestori dei sistemi di trasmissione di fare uso abusivo delle informazioni commercialmente sensibili acquisite da terzi nel fornire o nel negoziare l'accesso al sistema.
3. Le informazioni necessarie per un'effettiva concorrenza e l'efficiente funzionamento del mercato sono rese pubbliche. Tale obbligo lascia impregiudicato il mantenimento della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

Articolo 42

Poteri decisionali in materia di connessione di nuovi impianti di generazione e nuovi impianti di stoccaggio dell'energia al sistema di trasmissione

1. Il gestore del sistema di trasmissione instaura e rende pubbliche procedure trasparenti ed efficienti per la connessione non discriminatoria di nuovi impianti di generazione e nuovi impianti di stoccaggio dell'energia al sistema di trasmissione. Tali procedure sono soggette all'approvazione delle autorità di regolazione.
2. Il gestore del sistema di trasmissione non ha il diritto di rifiutare la connessione di un nuovo impianto di generazione o di un nuovo impianto di stoccaggio dell'energia a motivo di eventuali future limitazioni delle capacità di rete disponibili, per esempio a motivo di una congestione in punti distanti del sistema di trasmissione. Il gestore del sistema di trasmissione comunica le necessarie informazioni.

Il primo comma fa salva la possibilità per i gestori dei sistemi di trasmissione di limitare la capacità di connessione garantita o di offrire connessioni soggette a limitazioni operative onde assicurare l'efficienza economica di nuovi impianti di generazione o nuovi impianti di stoccaggio dell'energia, sempre che tali limitazioni siano state approvate dall'autorità di regolazione. L'autorità di regolazione provvede affinché eventuali limitazioni della capacità di connessione garantita o limitazioni operative siano introdotte sulla base di procedure trasparenti e non discriminatorie e non creino barriere ingiustificate all'ingresso nel mercato. Qualora l'impianto di generazione o l'impianto di stoccaggio dell'energia sostenga i costi necessari a garantire una connessione illimitata, non si applica alcuna limitazione.

3. Il gestore del sistema di trasmissione non ha il diritto di rifiutare un nuovo punto di connessione adducendo il motivo che comporterebbe costi supplementari derivanti dalla necessità di aumentare la capacità di elementi del sistema nelle immediate vicinanze del punto di connessione.

CAPO VI

SEPARAZIONE DEI GESTORI DEI SISTEMI DI TRASMISSIONE

Sezione 1

Separazione proprietaria

Articolo 43

Separazione proprietaria dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di trasmissione

1. Gli Stati membri provvedono affinché:
 - a) ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasmissione agisca in qualità di gestore del sistema di trasmissione;
 - b) la stessa persona o le stesse persone non siano autorizzate:
 - i) ad esercitare, direttamente o indirettamente, un controllo su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura e a esercitare direttamente o indirettamente un controllo o diritti su un gestore di sistemi di trasmissione o su un sistema di trasmissione; oppure
 - ii) ad esercitare, direttamente o indirettamente, un controllo su un gestore di sistemi di trasmissione o su un sistema di trasmissione e a esercitare direttamente o indirettamente un controllo o diritti su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura;

- c) la stessa persona o le stesse persone non siano autorizzate a nominare membri del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l'impresa all'interno di un gestore di sistemi di trasmissione o di un sistema di trasmissione e a esercitare direttamente o indirettamente un controllo o diritti su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura; e
- d) la stessa persona non sia autorizzata ad essere membro del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente un'impresa, sia all'interno di un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura sia all'interno di un gestore di sistemi di trasmissione o di un sistema di trasmissione.
2. I diritti di cui alle lettere b) e c) del paragrafo 1 comprendono, in particolare:
- a) il potere di esercitare diritti di voto;
- b) il potere di nominare membri del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l'impresa; o
- c) la detenzione di una quota di maggioranza.
3. Ai fini della lettera b) del paragrafo 1, l'espressione «impresa che esercita attività di generazione o attività di fornitura» comprende la nozione di «impresa che effettua le funzioni di produzione e/o fornitura» ai sensi della direttiva 2009/73/CE, e le espressioni «gestore di sistemi di trasmissione» e «sistema di trasmissione» comprendono le nozioni di «gestore del sistema di trasporto» e «sistema di trasporto» ai sensi di detta direttiva.
4. L'obbligo di cui alla lettera a) del paragrafo 1 si presume osservato qualora due o più imprese proprietarie di sistemi di trasmissione abbiano costituito un'impresa comune operante in qualità di gestore dei sistemi di trasmissione in due o più Stati membri per i rispettivi sistemi di trasmissione. Nessun'altra impresa può partecipare all'impresa comune se non è stata riconosciuta ufficialmente come gestore di sistema indipendente ai sensi dell'articolo 44 o come gestore del sistema di trasmissione indipendente ai fini della sezione 3.
5. Ai fini dell'applicazione del presente articolo, qualora la persona di cui al paragrafo 1, lettere b), c) e d), sia lo Stato membro o un altro ente pubblico, due enti pubblici separati che esercitano un controllo su un gestore di sistema di trasmissione o su un sistema di trasmissione, da una parte, e su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura, dall'altra, non sono ritenute essere la stessa persona o le stesse persone.
6. Gli Stati membri provvedono affinché né le informazioni commercialmente sensibili di cui all'articolo 41, acquisite da un gestore di sistema di trasmissione che ha fatto parte di un'impresa verticalmente integrata, né il personale di tale gestore vengano trasferiti ad imprese che esercitano attività di generazione o attività di fornitura.
7. Se il 3 settembre 2009 il sistema di trasmissione appartiene ad un'impresa verticalmente integrata uno Stato membro può decidere di non applicare il paragrafo 1.
- In tal caso, lo Stato membro interessato:
- a) designa un gestore di sistema indipendente a norma dell'articolo 44; oppure
- b) si conforma alla sezione 3.
8. Se il 3 settembre 2009 il sistema di trasmissione appartiene ad un'impresa verticalmente integrata e sono state adottate misure che garantiscano un'indipendenza più effettiva del gestore del sistema di trasmissione rispetto alla sezione 3, uno Stato membro può decidere di non applicare il paragrafo 1.
9. Prima che un'impresa sia approvata e designata come gestore di un sistema di trasmissione ai sensi del presente articolo, paragrafo 8, essa è certificata secondo le procedure di cui all'articolo 52, paragrafi 4, 5 e 6, della presente direttiva e all'articolo 51 del regolamento (UE) 2019/943, a norma delle quali la Commissione verifica che le misure adottate garantiscano chiaramente un'indipendenza più effettiva del gestore dei sistemi di trasmissione rispetto al presente capo, sezione 3.
10. A imprese verticalmente integrate proprietarie di un sistema di trasmissione non è in alcun caso impedito di assumere le iniziative necessarie per conformarsi al paragrafo 1.
11. Le imprese che svolgono una funzione di generazione o di fornitura non possono in nessun caso, direttamente o indirettamente, assumere il controllo o esercitare diritti su gestori di sistemi di trasmissione separati in Stati membri che applicano il paragrafo 1.

Sezione 2

Gestore di sistema indipendente*Articolo 44***Gestore di sistema indipendente**

1. Se il 3 settembre 2009 il sistema di trasmissione appartiene ad un'impresa verticalmente integrata gli Stati membri possono decidere di non applicare l'articolo 43, paragrafo 1, e designare un gestore di sistema indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasmissione. Tale designazione è soggetta all'approvazione della Commissione.
2. Lo Stato membro può approvare e designare un gestore di sistema indipendente a condizione che:
 - a) il gestore candidato abbia dimostrato di soddisfare le prescrizioni dell'articolo 43, paragrafo 1, lettere b), c) e d);
 - b) il gestore candidato abbia dimostrato di disporre delle risorse finanziarie, tecniche, materiali ed umane necessarie per svolgere i compiti di cui all'articolo 40;
 - c) il gestore candidato si sia impegnato a rispettare un piano decennale di sviluppo della rete controllato dall'autorità di regolazione;
 - d) il proprietario del sistema di trasmissione abbia dimostrato di essere in grado di ottemperare agli obblighi di cui al paragrafo 5. A tal fine, mette a disposizione tutti i progetti di accordi contrattuali stipulati con il gestore candidato e con qualsiasi altro ente pertinente; e
 - e) il gestore candidato abbia dimostrato di essere in grado di ottemperare agli obblighi impostigli dal regolamento (UE) 2019/943, anche in ordine alla cooperazione tra gestori dei sistemi di trasmissione a livello europeo e regionale.
3. Le imprese che sono state certificate dall'autorità di regolazione in quanto conformi alle disposizioni di cui all'articolo 53 e al paragrafo 2 del presente articolo sono approvate e designate dagli Stati membri come gestori di sistemi indipendenti. Si applica la procedura di certificazione di cui all'articolo 51 della presente direttiva e all'articolo 48 del regolamento (UE) 2019/943 o all'articolo 53 della presente direttiva.
4. Ogni gestore di sistema indipendente è responsabile della concessione e della gestione dell'accesso dei terzi, compresa la riscossione dei corrispettivi per l'accesso, dei corrispettivi della congestione, dei pagamenti nell'ambito del meccanismo di compensazione fra gestori dei sistemi di trasmissione in conformità dell'articolo 49 del regolamento (UE) 2019/943, nonché del funzionamento, del mantenimento e dello sviluppo del sistema di trasmissione e della capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli, tramite l'adeguata programmazione degli investimenti. Nello sviluppare il sistema di trasmissione il gestore di sistema indipendente è responsabile della pianificazione (compresa la procedura di autorizzazione), della costruzione e dell'entrata in servizio della nuova infrastruttura. A tal fine il gestore di sistema indipendente agisce in qualità di gestore di sistema di trasmissione secondo le disposizioni della presente sezione. Il proprietario del sistema di trasmissione non è responsabile della concessione né della gestione dell'accesso dei terzi né della programmazione degli investimenti.
5. Se è stato designato un gestore di sistema indipendente, il proprietario del sistema di trasmissione deve:
 - a) fornire ogni opportuna cooperazione e ausilio al gestore di sistema indipendente nell'espletamento dei suoi compiti e, in particolare, fornirgli tutte le informazioni pertinenti;
 - b) finanziare gli investimenti decisi dal gestore di sistema indipendente e approvati dall'autorità di regolazione, ovvero dare il proprio assenso al finanziamento ad opera di altri soggetti interessati, compreso lo stesso gestore indipendente. I meccanismi di finanziamento all'uopo necessari sono soggetti all'approvazione dell'autorità di regolazione. Prima di decidere in merito, quest'ultima consulta il proprietario del sistema di trasmissione e le altre parti interessate;
 - c) garantire la copertura della responsabilità civile afferente gli attivi della rete, ad esclusione della responsabilità collegata all'esercizio delle attività del gestore di sistema indipendente; e
 - d) fornire le garanzie necessarie per facilitare il finanziamento di eventuali espansioni di rete, ad eccezione degli investimenti per i quali, ai sensi della lettera b), ha dato l'assenso a finanziamenti da parte di altri soggetti interessati, compreso il gestore di sistema indipendente.

6. In stretta cooperazione con l'autorità di regolazione, l'autorità nazionale preposta alla tutela della concorrenza è dotata di tutti i poteri necessari per controllare efficacemente l'osservanza, da parte del proprietario del sistema di trasmissione, degli obblighi che ad esso incombono a norma del paragrafo 5.

Articolo 45

Separazione dei proprietari dei sistemi di trasmissione

1. Qualora sia stato designato un gestore di sistema indipendente, un proprietario di sistema di trasmissione che fa parte di un'impresa verticalmente integrata è indipendente, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse alla trasmissione.

2. Per garantire l'indipendenza del proprietario del sistema di trasmissione di cui al paragrafo 1, si applicano i seguenti criteri minimi:

- a) i responsabili della direzione dell'impresa proprietaria del sistema di trasmissione non fanno parte di strutture dell'impresa elettrica integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di generazione, distribuzione e fornitura di energia elettrica;
- b) sono adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili della direzione dell'impresa proprietaria del sistema di trasmissione siano presi in considerazione in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente; e
- c) il proprietario del sistema di trasmissione predispone un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere tali obiettivi. La persona o l'organo responsabile del controllo del programma di adempimenti presenta ogni anno all'autorità di regolazione una relazione sulle misure adottate; tale relazione viene pubblicata.

Sezione 3

Gestori dei sistemi di trasmissione indipendenti

Articolo 46

Beni, apparecchiature, personale e identità

1. I gestori dei sistemi di trasmissione sono dotati di tutte le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie necessarie per assolvere gli obblighi che incombono loro a norma della presente direttiva e per svolgere l'attività di trasmissione di energia elettrica, in particolare:

- a) i beni necessari per l'attività di trasmissione di energia elettrica, compreso il sistema di trasmissione, sono proprietà del gestore del sistema di trasmissione;
- b) il personale necessario per l'attività di trasmissione di energia elettrica, compresa l'effettuazione di tutti i compiti dell'impresa, è assunto dal gestore del sistema di trasmissione;
- c) il leasing di personale e la prestazione di servizi a favore o da parte di altre parti dell'impresa verticalmente integrata sono vietati. Un gestore di sistema di trasmissione può, tuttavia, prestare servizi all'impresa verticalmente integrata a condizione che:
 - i) la prestazione di tali servizi non crei discriminazioni tra gli utenti del sistema, sia disponibile a tutti gli utenti del sistema alle stesse condizioni e non limiti, distorca o impedisca la concorrenza nella produzione o nella fornitura; e
 - ii) la prestazione di tali servizi abbia luogo in osservanza di condizioni approvate dall'autorità di regolazione;
- d) fatte salve le decisioni dell'organo di sorveglianza di cui all'articolo 49, le opportune risorse finanziarie per progetti d'investimento futuri e/o per la sostituzione di beni esistenti sono messe a disposizione, a tempo debito, dal gestore del sistema di trasmissione dall'impresa verticalmente integrata a seguito di una richiesta appropriata dello stesso.

2. L'attività di trasmissione di energia elettrica include almeno i seguenti compiti oltre a quelli elencati all'articolo 40:
 - a) la rappresentanza del gestore del sistema di trasmissione e i contatti con i terzi e con le autorità di regolazione;
 - b) la rappresentanza del gestore del sistema di trasmissione nell'ambito dell'ENTSO-E;
 - c) la concessione e la gestione dell'accesso a terzi in modo non discriminatorio tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema;
 - d) la riscossione di tutti i corrispettivi collegati al sistema di trasmissione, compresi i corrispettivi per l'accesso, l'energia per compensare le perdite e i corrispettivi per i servizi ancillari;
 - e) la gestione, la manutenzione e lo sviluppo di un sistema di trasmissione sicuro, efficiente ed economico;
 - f) la programmazione degli investimenti per assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole e di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti;
 - g) la costituzione di appropriate imprese comuni, anche con uno o più gestori di sistemi di trasmissione, borse dell'energia ed altri attori interessati, al fine di sviluppare la creazione di mercati regionali o agevolare il processo di liberalizzazione; e
 - h) tutti i servizi all'impresa, compresi i servizi giuridici, la contabilità e i servizi informatici.
3. I gestori dei sistemi di trasmissione sono organizzati in una forma giuridica di cui all'allegato I della direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁶⁾.
4. Al gestore del sistema di trasmissione è fatto divieto, per quanto riguarda l'identità dell'impresa, la politica di comunicazione e di marchio nonché i locali, di creare confusione circa l'identità distinta dell'impresa verticalmente integrata o di una parte di essa.
5. Al gestore del sistema di trasmissione è fatto divieto di condividere sistemi e attrezzature informatici, locali e sistemi di accesso di sicurezza con una parte dell'impresa verticalmente integrata e di utilizzare gli stessi consulenti o contraenti esterni per sistemi e attrezzature informatici e sistemi di accesso di sicurezza.
6. I conti dei gestori dei sistemi di trasmissione sono controllati da un revisore contabile diverso da quello che controlla l'impresa verticalmente integrata o parte di essa.

Articolo 47

Indipendenza del gestore del sistema di trasmissione

1. Fatte salve le decisioni dell'organo di sorveglianza ai sensi dell'articolo 49, il gestore del sistema di trasmissione dispone:
 - a) di poteri decisionali effettivi, indipendenti dall'impresa verticalmente integrata, per quanto riguarda i beni necessari alla gestione, alla manutenzione o allo sviluppo del sistema di trasmissione; e
 - b) del potere di raccogliere fondi sul mercato dei capitali in particolare mediante un prestito o un aumento di capitale.
2. Il gestore del sistema di trasmissione opera in ogni momento in modo da assicurarsi la disponibilità delle risorse necessarie per svolgere l'attività di trasmissione in maniera corretta ed efficiente e sviluppare e mantenere un sistema di trasmissione efficiente, sicuro ed economico.
3. Le affiliate dell'impresa verticalmente integrata aventi funzioni di produzione o di fornitura non detengono una partecipazione azionaria diretta o indiretta nel gestore del sistema di trasmissione. Quest'ultimo non detiene una partecipazione azionaria diretta o indiretta in alcuna affiliata dell'impresa verticalmente integrata avente funzioni di produzione o di fornitura, né riceve dividendi o altri vantaggi finanziari da tale affiliata.
4. La struttura generale di gestione e gli statuti societari del gestore del sistema di trasmissione assicurano un'indipendenza effettiva di quest'ultimo conformemente alla presente sezione. L'impresa verticalmente integrata non determina direttamente o indirettamente il comportamento concorrenziale del gestore del sistema di trasmissione per quanto riguarda le attività quotidiane di quest'ultimo e la gestione della rete, o per quanto concerne le attività necessarie per l'elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete a norma dell'articolo 51.

⁽²⁶⁾ Direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 giugno 2017, relativa ad alcuni aspetti di diritto societario (GUL 169 del 30.6.2017, pag. 46).

5. Nell'espletamento dei compiti di cui all'articolo 40 e all'articolo 46, paragrafo 2 della presente direttiva e nell'osservanza degli obblighi previsti agli articoli 16, 18, 19 e 50 del regolamento (UE) 2019/943, i gestori del sistema di trasmissione non operano discriminazioni tra persone o enti diversi e non limitano, distorcono o impediscono la concorrenza nella generazione o nella fornitura.
6. Tutte le relazioni commerciali e finanziarie tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasmissione, compresi i prestiti concessi da quest'ultimo all'impresa verticalmente integrata, sono conformi alle condizioni del mercato. Il gestore del sistema di trasmissione tiene registri particolareggiati di tali relazioni commerciali e finanziarie e li mette a disposizione dell'autorità di regolazione su richiesta.
7. Il gestore del sistema di trasmissione sottopone all'approvazione dell'autorità di regolazione tutti gli accordi commerciali e finanziari conclusi con l'impresa verticalmente integrata.
8. Il gestore del sistema di trasmissione informa l'autorità di regolazione delle risorse finanziarie, di cui all'articolo 46, paragrafo 1, lettera d), disponibili per progetti d'investimento futuri e/o per la sostituzione di beni esistenti.
9. L'impresa verticalmente integrata si astiene da qualsiasi azione che impedisca al gestore del sistema di trasmissione di ottemperare agli obblighi di cui al presente capo o ne pregiudichi l'operato al riguardo e non impone al gestore del sistema di trasmissione di chiederle l'autorizzazione di osservare tali obblighi.
10. Un'impresa certificata come conforme ai requisiti del presente capo dall'autorità di regolazione è approvata e designata dallo Stato membro interessato come gestore del sistema di trasmissione. Si applica la procedura di certificazione di cui all'articolo 51 della presente direttiva e all'articolo 48 del regolamento (UE) 2019/943 o all'articolo 53 della presente direttiva.

Articolo 48

Indipendenza del personale e della gestione del gestore del sistema di trasmissione

1. Le decisioni riguardanti la nomina e il rinnovo, le condizioni di lavoro compresa la retribuzione e la cessazione del mandato delle persone responsabili della gestione e/o dei membri degli organi amministrativi del gestore del sistema di trasmissione sono adottate dall'organo di sorveglianza del gestore del sistema di trasmissione nominato a norma dell'articolo 49.
2. L'identità e le condizioni che disciplinano i termini, la durata e la scadenza del mandato delle persone designate dall'organo di sorveglianza per la nomina o il rinnovo in quanto persone responsabili della gestione esecutiva e/o in quanto membri degli organi amministrativi del gestore del sistema di trasmissione, e le ragioni di qualsiasi decisione proposta per porre fine al mandato sono notificate all'autorità di regolazione. Tali condizioni e le decisioni di cui al paragrafo 1 diventano vincolanti solo se, entro tre settimane dalla notifica, l'autorità di regolazione non ha formulato obiezioni al riguardo.

L'autorità di regolazione può formulare un'obiezione per quanto concerne le decisioni di cui al paragrafo 1:

- a) se sorgono dubbi circa l'indipendenza professionale di una persona nominata responsabile della gestione e/o di un membro degli organi amministrativi; oppure
 - b) in caso di cessazione anticipata di un mandato, se esistono dubbi circa la motivazione di una tale cessazione anticipata.
3. Non è esercitata alcuna posizione o responsabilità professionale, né interessi o relazioni commerciali, direttamente o indirettamente, con l'impresa verticalmente integrata o parte di essa o con i suoi azionisti di controllo diversi dal gestore del sistema di trasmissione per un periodo di tre anni prima della nomina delle persone responsabili della gestione e/o dei membri degli organi amministrativi del gestore del sistema di trasmissione soggetti alle disposizioni di cui al presente paragrafo.
 4. Le persone responsabili della gestione e/o i membri degli organi amministrativi e i dipendenti del gestore del sistema di trasmissione non hanno nessun'altra posizione o responsabilità professionali, né interessi o relazioni commerciali, direttamente o indirettamente, in altre o con altre parti dell'impresa verticalmente integrata o con i suoi azionisti di controllo.

5. Le persone responsabili della gestione e/o i membri degli organi amministrativi e i dipendenti del gestore del sistema di trasmissione non detengono interessi né ricevono vantaggi finanziari, direttamente o indirettamente, in alcuna o da alcuna parte dell'impresa verticalmente integrata diversa dal gestore del sistema di trasmissione. La loro retribuzione non dipende da attività o risultati dell'impresa verticalmente integrata diversi da quelli del gestore del sistema di trasmissione.
6. Sono garantiti diritti effettivi di impugnazione dinanzi all'autorità di regolazione in caso di reclami di persone responsabili della gestione e/o di membri degli organi amministrativi del gestore del sistema di trasmissione che contestano la cessazione anticipata del loro mandato.
7. Dopo la cessazione del loro mandato presso il gestore del sistema di trasmissione, le persone responsabili della sua gestione e/o i membri dei suoi organi amministrativi non hanno alcuna posizione o responsabilità professionale, né interessi o relazioni commerciali in alcuna o con alcuna parte dell'impresa verticalmente integrata diversa dal gestore del sistema di trasmissione né con i suoi azionisti di controllo per un periodo di almeno quattro anni.
8. Il paragrafo 3 si applica alla maggioranza delle persone responsabili della gestione e/o dei membri degli organi amministrativi del gestore del sistema di trasmissione.

Le persone responsabili della gestione e/o i membri degli organi amministrativi del gestore del sistema di trasmissione, che non sono soggetti al paragrafo 3, non hanno esercitato attività di gestione o altre attività pertinenti nell'impresa verticalmente integrata per un periodo di almeno sei mesi prima della loro nomina.

Il primo comma del presente paragrafo e i paragrafi da 4 a 7 si applicano a tutte le persone appartenenti alla gestione esecutiva e a quelle che riferiscono loro direttamente questioni connesse alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo della rete.

Articolo 49

Organo di sorveglianza

1. Il gestore del sistema di trasmissione ha un organo di sorveglianza incaricato di assumere decisioni che possono avere un impatto significativo sul valore delle attività degli azionisti in seno al gestore del sistema di trasmissione, in particolare le decisioni riguardanti l'approvazione dei piani finanziari annuali e a più lungo termine, il livello di indebitamento del gestore del sistema di trasmissione e l'ammontare dei dividendi distribuiti agli azionisti. Dalle decisioni che rientrano nel mandato dell'organo di sorveglianza sono escluse quelle connesse alle attività quotidiane del gestore del sistema di trasmissione e alla gestione della rete, e alle attività necessarie all'elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete ai sensi dell'articolo 51.
2. L'organo di sorveglianza si compone di membri che rappresentano l'impresa verticalmente integrata, membri che rappresentano azionisti terzi e, se così dispone il pertinente diritto nazionale, membri che rappresentano altri soggetti interessati, quali i dipendenti del gestore del sistema di trasmissione.
3. Ad almeno la metà meno uno dei membri dell'organo di sorveglianza si applica l'articolo 48, paragrafo 2, primo comma, e l'articolo 48, paragrafi da 3 a 7.

A tutti i membri dell'organo di sorveglianza si applica l'articolo 48, paragrafo 2, secondo comma, lettera b).

Articolo 50

Programma di adempimenti e responsabile della conformità

1. Gli Stati membri provvedono a che i gestori dei sistemi di trasmissione elaborino ed attuino un programma di adempimenti in cui sono espone le misure adottate per assicurare che sia esclusa la possibilità di comportamenti discriminatori, e provvedono a che sia adeguatamente controllata la conformità a tale programma. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere tali obiettivi. Esso è subordinato all'approvazione dell'autorità di regolazione. Fatte salve le competenze dell'autorità di regolazione, un responsabile della conformità effettua un controllo indipendente della conformità.

2. Il responsabile della conformità è nominato dall'organo di sorveglianza, fatta salva l'approvazione dell'autorità di regolazione. L'autorità di regolazione può rifiutare la nomina del responsabile della conformità soltanto per ragioni di mancanza di indipendenza o per motivi di incapacità professionale. Il responsabile della conformità può essere una persona fisica o una persona giuridica. Al responsabile della conformità si applica l'articolo 48, paragrafi da 2 a 8.
3. Il responsabile della conformità ha le seguenti mansioni:
 - a) controllare l'attuazione del programma di adempimenti;
 - b) redigere una relazione annuale in cui sono presentate le misure adottate per attuare il programma di adempimenti e trasmetterla all'autorità di regolazione;
 - c) riferire all'organo di sorveglianza e formulare raccomandazioni riguardanti il programma di adempimenti e la sua attuazione;
 - d) notificare all'autorità di regolazione qualsiasi violazione sostanziale dell'attuazione del programma di adempimenti; e
 - e) riferire all'autorità di regolazione in merito ad eventuali rapporti commerciali e finanziari tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasmissione.
4. Il responsabile della conformità trasmette all'autorità di regolazione le decisioni proposte riguardanti il piano di investimenti o gli investimenti autonomi nella rete. Ciò avviene al più tardi nel momento in cui il competente organo di gestione e/o amministrativo del gestore del sistema di trasmissione li trasmette all'organo di sorveglianza.
5. Qualora l'impresa verticalmente integrata, nel corso dell'assemblea generale o tramite il voto dei membri dell'organo di sorveglianza da essa nominati, abbia reso impossibile l'adozione di una decisione impedendo o ritardando in tal modo gli investimenti che, in base al piano di sviluppo decennale, dovevano essere attuati nei tre anni successivi, il responsabile della conformità ne informa l'autorità di regolazione, la quale agisce in conformità all'articolo 51.
6. Le condizioni che disciplinano il mandato o le condizioni di impiego del responsabile della conformità, inclusa la durata del suo mandato, sono soggette all'approvazione dell'autorità di regolazione. Tali condizioni assicurano l'indipendenza del responsabile della conformità, inclusa altresì la fornitura di tutte le risorse necessarie all'adempimento dei suoi doveri. Durante il suo mandato, il responsabile della conformità non può detenere altre cariche, responsabilità o interessi professionali, direttamente o indirettamente, in o con nessuna parte dell'impresa verticalmente integrata o con i suoi azionisti di controllo.
7. Il responsabile della conformità fa regolarmente rapporto, oralmente o per iscritto, all'autorità di regolazione e ha il diritto di riferire regolarmente, oralmente o per iscritto, all'organo di sorveglianza del gestore del sistema di trasmissione.
8. Il responsabile della conformità può presenziare a tutte le riunioni degli organi di gestione amministrativi del gestore del sistema di trasmissione, nonché a quelle dell'organo di sorveglianza e all'assemblea generale. Il responsabile della conformità presenzia a tutte le riunioni riguardanti i seguenti aspetti:
 - a) le condizioni di accesso alla rete, quali stabilite nel regolamento (UE) 2019/943, in particolare per quanto riguarda le tariffe, i servizi di accesso di terzi, l'assegnazione di capacità e la gestione della congestione, la trasparenza, il bilanciamento e i mercati secondari;
 - b) i progetti avviati per gestire, mantenere e sviluppare il sistema di trasmissione, compresi gli investimenti per l'interconnessione e la connessione;
 - c) le operazioni di acquisto o vendita di energia necessarie per la gestione del sistema di trasmissione.
9. Il responsabile della conformità verifica che il gestore del sistema di trasmissione ottemperi all'articolo 41.
10. Il responsabile della conformità ha accesso a tutti i pertinenti dati e agli uffici del gestore del sistema di trasmissione nonché ad ogni informazione necessaria per adempiere alle sue mansioni.
11. Il responsabile della conformità ha accesso agli uffici del gestore del sistema di trasmissione senza necessità di preavviso.
12. Previo accordo dell'autorità di regolazione, l'organo di sorveglianza può licenziare il responsabile della conformità. Esso licenzia il responsabile della conformità per ragioni di mancanza di indipendenza o per motivi di incapacità professionale su richiesta dell'autorità di regolazione.

Articolo 51

Sviluppo della rete e poteri decisionali in materia di investimenti

1. I gestori dei sistemi di trasmissione trasmettono almeno ogni due anni all'autorità di regolazione, previa consultazione di tutte le pertinenti parti interessate, un piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste. Il piano di sviluppo della rete contiene misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza dell'approvvigionamento. Il gestore del sistema di trasmissione pubblica il piano decennale di sviluppo della rete sul proprio sito web.

2. In particolare, il piano decennale di sviluppo della rete:

- a) indica ai partecipanti al mercato quali sono le principali infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nell'arco dei 10 anni successivi;
- b) contiene tutti gli investimenti già decisi ed individua nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo; e
- c) prevede uno scadenario per tutti i progetti di investimento.

3. Nell'elaborare il piano decennale di sviluppo della rete, il gestore del sistema di trasmissione tiene pienamente conto delle potenzialità dell'impiego della gestione della domanda, degli impianti di stoccaggio di energia o di altre risorse in alternativa all'espansione del sistema, oltre che delle aspettative in termini di consumo, scambi con altri paesi e piani di investimento per le reti a livello dell'Unione e regionale.

4. L'autorità di regolazione consulta tutti gli utenti effettivi o potenziali del sistema sul piano decennale di sviluppo della rete, secondo modalità aperte e trasparenti. Alle persone o imprese che si dichiarano utenti potenziali del sistema può essere fatto obbligo di comprovare le loro affermazioni. L'autorità di regolazione rende pubblici i risultati della procedura consultiva e, in particolare, i possibili fabbisogni in termini di investimenti.

5. L'autorità di regolazione valuta se il piano decennale di sviluppo della rete contenga tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello dell'Unione («piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione») di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) 2019/943. Se insorgono dubbi quanto alla coerenza con il piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione, l'autorità di regolazione consulta l'ACER. L'autorità di regolazione può chiedere al gestore del sistema di trasmissione di modificare il suo piano decennale di sviluppo della rete.

Le autorità nazionali competenti esaminano la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete con il piano nazionale per l'energia e il clima presentato nel quadro del regolamento (UE) 2018/1999.

6. L'autorità di regolazione controlla e valuta l'attuazione del piano decennale di sviluppo della rete.

7. Nei casi in cui il gestore del sistema di trasmissione, per motivi che non siano motivi prioritari che sfuggono al suo controllo, non realizza un investimento che in base al piano decennale di sviluppo della rete avrebbe dovuto essere realizzato nel triennio successivo, gli Stati membri assicurano che le autorità di regolazione provvedano ad adottare almeno una delle seguenti misure per assicurare che l'investimento in questione sia realizzato se tale investimento è ancora pertinente sulla base del piano decennale di sviluppo della rete più recente:

- a) imporre al gestore del sistema di trasmissione di realizzare gli investimenti in causa;
- b) indire una gara d'appalto per l'investimento in questione, aperta a tutti gli investitori; oppure
- c) imporre al gestore del sistema di trasmissione di acconsentire a un aumento di capitale per finanziare gli investimenti necessari e permettere la partecipazione di investitori indipendenti al capitale.

8. Se si è avvalsa dei poteri di cui al paragrafo 7, lettera b), l'autorità di regolazione può imporre al gestore del sistema di trasmissione di acconsentire:

- a) al finanziamento ad opera di terzi;
- b) alla costruzione ad opera di terzi;

- c) alla costruzione esso stesso dei nuovi beni in questione;
- d) alla gestione esso stesso dei nuovi beni in questione.

Il gestore del sistema di trasmissione comunica agli investitori ogni informazione necessaria a realizzare l'investimento, realizza la connessione dei nuovi beni alla rete di trasmissione e prodiga in generale il massimo degli sforzi per facilitare l'attuazione del progetto di investimento.

Le pertinenti disposizioni finanziarie sono soggette all'approvazione dell'autorità di regolazione.

9. Se l'autorità di regolazione si è avvalsa dei poteri di cui al paragrafo 7, le pertinenti regolazioni tariffarie coprono i costi degli investimenti in questione.

Sezione 4

Designazione e certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione

Articolo 52

Designazione e certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione

1. Prima che un'impresa sia approvata e designata come gestore di un sistema di trasmissione, essa è certificata secondo le procedure di cui ai paragrafi 4, 5 e 6 del presente articolo e all'articolo 51 del regolamento (UE) 2019/943.
2. Le imprese che sono state certificate dall'autorità di regolazione come imprese che hanno osservato le prescrizioni di cui all'articolo 43, secondo la procedura di certificazione descritta di seguito, sono approvate e designate dagli Stati membri quali gestori dei sistemi di trasmissione. La designazione dei gestori dei sistemi di trasmissione è notificata alla Commissione e pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.
3. I gestori dei sistemi di trasmissione notificano all'autorità di regolazione tutte le previste transazioni che possano richiedere un riesame della loro osservanza delle prescrizioni dell'articolo 43.
4. Le autorità di regolazione vigilano in modo continuativo sul rispetto delle prescrizioni dell'articolo 43 da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione. Al fine di assicurare tale rispetto avviano una procedura di certificazione:
 - a) quando ricevono notifica dal gestore del sistema di trasmissione a norma del paragrafo 3;
 - b) di loro iniziativa quando vengono a conoscenza del fatto che la prevista modifica dei diritti o dell'influenza nei confronti dei proprietari o dei gestori dei sistemi di trasmissione rischia di dare luogo a una violazione dell'articolo 43, ovvero quando hanno motivo di ritenere che tale violazione si sia già verificata; oppure
 - c) su una richiesta motivata della Commissione.
5. Le autorità di regolazione adottano una decisione di certificazione del gestore del sistema di trasmissione entro quattro mesi dalla data della notifica effettuata dal gestore stesso o dalla data della richiesta della Commissione. Decorso questo termine la certificazione si presume accordata. La decisione espressa o tacita dell'autorità di regolazione acquista efficacia soltanto dopo che si è conclusa la procedura di cui al paragrafo 6.
6. L'autorità di regolazione notifica senza indugio alla Commissione la decisione espressa o tacita di certificazione del gestore del sistema di trasmissione, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini di detta decisione. La Commissione decide secondo la procedura di cui all'articolo 51 del regolamento (UE) 2019/943.
7. Le autorità di regolazione e la Commissione possono chiedere ai gestori dei sistemi di trasmissione ed alle imprese che esercitano attività di generazione o di fornitura tutte le informazioni pertinenti ai fini dell'esercizio dei poteri ad esse conferiti dal presente articolo.
8. Le autorità di regolazione e la Commissione garantiscono la segretezza delle informazioni commercialmente sensibili.

Articolo 53

Certificazione in relazione ai paesi terzi

1. Qualora la certificazione sia richiesta da un proprietario di sistema di trasmissione o da un gestore di sistema di trasmissione che sia controllato da una o più persone di un paese terzo o di paesi terzi, l'autorità di regolazione lo notifica alla Commissione.

L'autorità di regolazione notifica inoltre senza indugio alla Commissione qualsiasi circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo di un sistema di trasmissione o di un gestore di sistema di trasmissione da parte di una o più persone di un paese terzo o di paesi terzi.

2. Il gestore del sistema di trasmissione notifica all'autorità di regolazione qualsiasi circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo del sistema di trasmissione o del gestore del sistema di trasmissione da parte di una o più persone di un paese terzo o di paesi terzi.

3. L'autorità di regolazione adotta un progetto di decisione relativa alla certificazione di un gestore di sistema di trasmissione entro quattro mesi a decorrere dalla data di notifica effettuata dal gestore stesso. Essa rifiuta la certificazione se non è stato dimostrato:

- a) che l'ente interessato ottempera agli obblighi di cui all'articolo 43; e
- b) all'autorità di regolazione o ad un'altra autorità nazionale competente designata dallo Stato membro, che il rilascio della certificazione non metterà a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dello Stato membro e dell'Unione. Nell'esaminare tale questione l'autorità nazionale di regolazione o l'altra autorità competente tiene conto:
 - i) dei diritti e degli obblighi dell'Unione in relazione a tale paese terzo che discendono dal diritto internazionale, incluso qualsiasi accordo concluso con uno o più paesi terzi di cui l'Unione è parte e che tratta le questioni della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
 - ii) dei diritti e degli obblighi dello Stato membro in relazione a tale paese terzo che discendono da accordi conclusi con lo stesso, nella misura in cui sono conformi al diritto dell'Unione; e
 - iii) di altre circostanze specifiche del caso e del paese terzo interessato.

4. L'autorità di regolazione notifica senza indugio la decisione alla Commissione, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa.

5. Gli Stati membri prevedono che, prima che l'autorità di regolazione adotti una decisione relativa alla certificazione, detta autorità o l'autorità competente designata di cui al paragrafo 3, lettera b), chieda un parere della Commissione per valutare se:

- a) l'ente interessato ottemperi agli obblighi di cui all'articolo 43; e
- b) il rilascio della certificazione non metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione.

6. La Commissione esamina la richiesta di cui al paragrafo 5 non appena la riceve. Entro due mesi dalla ricezione della richiesta, essa comunica il proprio parere all'autorità di regolazione oppure all'autorità competente designata, se la richiesta è stata presentata da quest'ultima.

Nell'elaborare il parere, la Commissione può chiedere i pareri dell'ACER, lo Stato membro interessato e le parti interessate. Ove la Commissione formuli tale richiesta, il periodo di due mesi è prorogato di due mesi.

In assenza di un parere della Commissione entro il periodo di cui al primo e secondo comma, si considera che tale istituzione non sollevi obiezioni avverso la decisione dell'autorità di regolazione.

7. Nel valutare se il controllo da parte di una o più persone di un paese terzo o di paesi terzi metterà a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione, la Commissione tiene conto:

- a) delle circostanze specifiche del caso e del paese terzo interessato; e
- b) dei diritti e degli obblighi dell'Unione in relazione a tale paese terzo che discendono dal diritto internazionale, incluso qualsiasi accordo concluso con uno o più paesi terzi di cui l'Unione è parte e che tratta le questioni della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;

8. Entro due mesi dalla scadenza del periodo di cui al paragrafo 6, l'autorità di regolazione adotta la decisione definitiva relativa alla certificazione. Nell'adottare la decisione definitiva, l'autorità di regolazione tiene nella massima considerazione il parere della Commissione. In ogni caso gli Stati membri hanno il diritto di rifiutare il rilascio della certificazione se questo mette a rischio la sicurezza del loro approvvigionamento energetico o la sicurezza dell'approvvigionamento di energia di un altro Stato membro. Lo Stato membro che abbia designato un'altra autorità nazionale competente per la valutazione di cui al paragrafo 3, lettera b), può esigere che l'autorità di regolazione adotti la decisione definitiva conformemente alla valutazione di detta autorità nazionale competente. La decisione definitiva dell'autorità di regolazione e il parere della Commissione sono pubblicati insieme. Qualora la decisione finale differisca dal parere della Commissione, lo Stato membro interessato fornisce e rende pubblica, unitamente a detta decisione, la motivazione alla base della stessa.

9. Il presente articolo lascia impregiudicato il diritto degli Stati membri di esercitare i controlli legali nazionali per tutelare i legittimi interessi concernenti la pubblica sicurezza in conformità del diritto dell'Unione.

10. Il presente articolo, tranne il paragrafo 3, lettera a), si applica anche agli Stati membri soggetti a deroga ai sensi dell'articolo 66.

Articolo 54

Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione

1. I gestori dei sistemi di distribuzione non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia.

2. In deroga al paragrafo 1, gli Stati membri possono consentire ai gestori dei sistemi di trasmissione di possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia, se questi sono componenti di rete pienamente integrate e l'autorità di regolazione ha concesso la sua approvazione o se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- a) altre parti, a seguito di una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria, soggetta a riesame e approvazione da parte dell'autorità di regolazione non hanno espresso interesse a possedere, sviluppare, gestire o esercire tali impianti o non si sono dimostrate in grado di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva;
- b) tali impianti o servizi ausiliari non relativi alla frequenza servono al gestore del sistema di trasmissione per adempiere gli obblighi che gli incombono a norma della presente direttiva per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di trasmissione e non sono utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica; e
- c) l'autorità di regolazione ha valutato la necessità di tale deroga, ha effettuato l'esame ex ante dell'applicabilità di una procedura di appalto, comprese le condizioni di tale procedura di appalto, e ha concesso la sua approvazione.

L'autorità di regolazione può elaborare orientamenti o clausole di appalto per aiutare i gestori dei sistemi di trasmissione a garantire una procedura di appalto equa.

3. La decisione di concedere la deroga è comunicata alla Commissione e all'ACER unitamente alle informazioni pertinenti in merito alla richiesta e ai motivi per la concessione della deroga.

4. Le autorità di regolazione effettuano una consultazione pubblica, a intervalli regolari o almeno ogni cinque anni, sugli impianti di stoccaggio dell'energia esistenti al fine di valutare la potenziale disponibilità e l'interesse potenziale di parti terze a investire in tali impianti. Se dalla consultazione pubblica, valutata dall'autorità di regolazione, emerge che parti terze sono in grado di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali impianti in modo efficiente sotto il profilo dei costi, l'autorità di regolazione provvede affinché le attività svolte in questi ambiti dai gestori dei sistemi di distribuzione siano progressivamente dismesse entro 18 mesi. Nell'ambito delle condizioni relative a tale procedura, le autorità di regolazione possono autorizzare i gestori dei sistemi di trasmissione a ricevere una compensazione ragionevole, in particolare volta a recuperare il valore residuo dell'investimento negli impianti di stoccaggio dell'energia.

5. Il paragrafo 4 non si applica alle componenti di rete pienamente integrate né per il normale periodo di ammortamento di nuovi impianti di stoccaggio in batterie la cui decisione definitiva di investimento è adottata fino al 2024, purché tali impianti di stoccaggio in batterie:

- a) siano connessi alla rete al più tardi due anni dopo;
- b) siano integrati nel sistema di trasmissione;

- c) siano utilizzati unicamente per il ripristino istantaneo reattivo della sicurezza delle reti in caso di imprevisti a livello delle reti, se tale misura di ripristino ha inizio immediatamente e ha termine quando il regolare ridispacciamento può risolvere il problema; e
- d) non siano utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica, compresi quelli di bilanciamento.

Sezione 5

Separazione e trasparenza della contabilità

Articolo 55

Diritto di accesso alla contabilità

1. Gli Stati membri o qualsiasi autorità competente da essi designata, comprese le autorità di regolazione di cui all'articolo 57, hanno il diritto di accedere alla contabilità delle imprese elettriche nella misura necessaria per lo svolgimento delle loro funzioni come previsto dall'articolo 56.
2. Gli Stati membri e le autorità competenti da essi designate, comprese le autorità di regolazione, mantengono la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili. Gli Stati membri possono prevedere la divulgazione di tali informazioni qualora tale divulgazione sia necessaria per consentire alle autorità competenti di svolgere le proprie funzioni.

Articolo 56

Separazione della contabilità

1. Gli Stati membri adottano le misure necessarie affinché la contabilità delle imprese elettriche sia tenuta a norma dei paragrafi 2 e 3.
2. Le imprese elettriche, quale che sia il loro regime di proprietà o la loro forma giuridica, redigono, sottopongono a revisione e pubblicano i conti annuali, secondo le norme della legislazione nazionale sui conti annuali delle società di capitali adottate ai sensi della direttiva 2013/34/UE.

Le imprese che non sono per legge tenute a pubblicare i conti annuali ne tengono una copia a disposizione del pubblico nella loro sede sociale.

3. Nella loro contabilità interna le imprese elettriche tengono conti separati per ciascuna attività di trasmissione e distribuzione come sarebbero tenute a fare se le attività in questione fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, sussidi incrociati tra settori e distorsioni della concorrenza. Tengono inoltre conti che possono essere consolidati per le altre attività nel settore dell'energia elettrica non riguardanti la trasmissione e la distribuzione. Nella contabilità è precisato il reddito proveniente dalla proprietà del sistema di trasmissione o distribuzione. Le imprese tengono eventualmente conti consolidati per altre attività non riguardanti il settore dell'energia elettrica. La contabilità interna comprende uno stato patrimoniale ed un conto profitti e perdite per ciascuna attività.
4. La revisione di cui al paragrafo 2 verifica in particolare che sia rispettato l'obbligo di evitare discriminazioni e sussidi incrociati di cui al paragrafo 3.

CAPO VII

AUTORITÀ DI REGOLAZIONE

Articolo 57

Designazione ed indipendenza delle autorità di regolazione

1. Ciascuno Stato membro designa un'unica autorità di regolazione a livello nazionale.
2. Il paragrafo 1 lascia impregiudicata la designazione di altre autorità di regolazione a livello regionale all'interno degli Stati membri, a condizione che vi sia un rappresentante ad alto livello a fini di rappresentanza e contatto a livello dell'Unione in seno al Comitato dei regolatori dell'ACER, a norma dell'articolo 21, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/942.

3. In deroga al paragrafo 1, uno Stato membro può designare autorità di regolazione per piccoli sistemi situati in una regione geograficamente separata il cui consumo nel 2008 è stato inferiore al 3 % del consumo totale dello Stato membro di cui fa parte. Tale deroga lascia impregiudicata la designazione di un rappresentante ad alto livello a fini di rappresentanza e contatto a livello dell'Unione in seno al Comitato dei regolatori dell'ACER in conformità dell'articolo 21, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/942.

4. Gli Stati membri garantiscono l'indipendenza dell'autorità di regolazione e provvedono affinché essa eserciti i suoi poteri con imparzialità e trasparenza. A tal fine, gli Stati membri provvedono affinché, nell'esercizio delle competenze ad essa conferite dalla presente direttiva e dalla normativa connessa, l'autorità di regolazione:

- a) sia giuridicamente distinta e funzionalmente indipendente da altri soggetti pubblici o privati;
- b) garantisca che il suo personale e le persone responsabili della sua gestione:
 - i) agiscano in maniera indipendente da qualsiasi interesse commerciale; e
 - ii) non sollecitino né accettino istruzioni dirette da alcun governo o da altri soggetti pubblici o privati nell'esercizio delle funzioni di regolazione. Tale requisito lascia impregiudicati la stretta cooperazione, se del caso, con altre pertinenti autorità nazionali, o gli orientamenti di politica generale elaborati dal governo, non connessi con i compiti e le competenze di regolazione di cui all'articolo 59.

5. Per tutelare l'indipendenza dell'autorità di regolazione gli Stati membri provvedono in particolare affinché:

- a) l'autorità di regolazione possa prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico;
- b) l'autorità di regolazione disponga di tutte le risorse umane e finanziarie necessarie per lo svolgimento delle sue attività e per l'esercizio dei suoi poteri in maniera efficace ed efficiente;
- c) l'autorità di regolazione disponga di dotazioni finanziarie annuali separate e di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato;
- d) i membri del comitato dell'autorità di regolazione o, in assenza di un comitato, il personale direttivo superiore dell'autorità di regolazione siano nominati per un mandato prefissato compreso tra i cinque e i sette anni, rinnovabile una volta;
- e) i membri del comitato dell'autorità di regolazione o, in assenza di un comitato, il personale direttivo superiore dell'autorità di regolazione siano nominati sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e pubblicati, tramite una procedura indipendente e imparziale che garantisca che i candidati siano in possesso delle competenze e dell'esperienza necessarie per la posizione pertinente in seno all'autorità di regolazione;
- f) esistano disposizioni sul conflitto di interessi e gli obblighi di riservatezza siano estesi oltre la scadenza del mandato dei membri del comitato dell'autorità di regolazione o, in assenza di un comitato, la scadenza del mandato del personale direttivo superiore dell'autorità di regolazione;
- g) i membri del comitato dell'autorità di regolazione o, in assenza di un comitato, il personale direttivo superiore dell'autorità di regolazione possano essere rimossi dall'incarico solo sulla base di criteri trasparenti in essere.

Relativamente alla lettera d) del primo comma, gli Stati membri istituiscono un sistema di rotazione adeguato per il comitato o il personale direttivo superiore. I membri del comitato o, in assenza di un comitato, il personale direttivo superiore possono essere revocati durante il loro mandato soltanto se non rispondono più ai requisiti prescritti dal presente articolo ovvero se hanno commesso irregolarità ai sensi della legge nazionale.

6. Gli Stati membri possono prevedere un controllo ex post dei conti annuali delle autorità di regolazione da parte di un revisore contabile indipendente.

7. Entro il 5 luglio 2022 e successivamente ogni quattro anni, la Commissione presenta una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio sul rispetto del principio di indipendenza stabilito dal presente articolo da parte delle autorità nazionali.

*Articolo 58***Obiettivi generali dell'autorità di regolazione**

Nell'esercitare le funzioni di regolatore specificate dalla presente direttiva, l'autorità di regolazione adotta tutte le misure ragionevoli idonee al perseguimento dei seguenti obiettivi, nel quadro dei compiti e delle competenze di cui all'articolo 59, in stretta consultazione con altre autorità nazionali pertinenti, incluse le autorità garanti della concorrenza, nonché le autorità, comprese le autorità di regolazione, degli Stati membri limitrofi e dei paesi terzi limitrofi, se del caso, fatte salve le rispettive competenze:

- a) promuovere, in stretta cooperazione con le autorità di regolazione degli altri Stati membri, con la Commissione e con l'ACER, un mercato interno dell'energia elettrica concorrenziale, flessibile, sicuro ed ecologicamente sostenibile nell'Unione, nonché l'effettiva apertura del mercato per tutti i clienti e i fornitori dell'Unione, e garantire condizioni appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti elettriche, tenendo conto di obiettivi a lungo termine;
- b) sviluppare mercati regionali transfrontalieri concorrenziali e adeguatamente funzionanti all'interno dell'Unione, allo scopo di conseguire gli obiettivi di cui alla lettera a);
- c) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali che potrebbe agevolare la circolazione dell'energia elettrica attraverso l'Unione;
- d) contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore e promuovere l'adeguatezza dei sistemi e, in conformità degli obiettivi generali in materia di politica energetica, l'efficienza energetica nonché l'integrazione della produzione su larga scala e su scala ridotta di energia elettrica da fonti rinnovabili e la produzione decentrata nelle reti di trasmissione e di distribuzione nonché agevolarne il funzionamento in relazione ad altre reti energetiche del gas o del riscaldamento;
- e) agevolare l'accesso alla rete di nuove capacità di generazione e impianti di stoccaggio dell'energia, in particolare eliminando gli ostacoli che potrebbero impedire l'accesso di nuovi operatori del mercato e dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- f) assicurare che ai gestori dei sistemi e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, segnatamente l'efficienza energetica, delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato;
- g) provvedere a che i clienti beneficino del funzionamento efficiente del proprio mercato nazionale, promuovere una concorrenza effettiva e contribuire a garantire un livello elevato di tutela dei consumatori in stretto coordinamento con le pertinenti autorità di tutela dei consumatori;
- h) contribuire a conseguire un servizio universale e pubblico di elevata qualità nel settore dell'approvvigionamento di energia elettrica, contribuire alla tutela dei clienti vulnerabili e alla compatibilità dei processi di scambio dei dati necessari per il cambio di fornitore da parte dei clienti.

*Articolo 59***Compiti e competenze delle autorità di regolazione**

1. L'autorità di regolazione ha i seguenti compiti:
 - a) stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, tariffe di trasmissione o distribuzione o le relative metodologie di calcolo, o entrambe;
 - b) garantire che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi distribuzione e, se necessario, i proprietari dei sistemi, nonché qualsiasi impresa elettrica e altri partecipanti al mercato, ottemperino agli obblighi che ad essi incombono a norma della presente direttiva, del regolamento (UE) 2019/943, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 e di altre disposizioni della pertinente normativa dell'Unione, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché delle decisioni dell'ACER;

- c) in stretto coordinamento con le altre autorità di regolazione, garantire che l'ENTSO-E e l'EU DSO ottemperino agli obblighi che ad essi incombono a norma della presente direttiva, del regolamento (UE) 2019/943, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 e di altra pertinente normativa dell'Unione, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché delle decisioni dell'ACER, e individuare congiuntamente l'inadempimento, da parte dell'ENTSO-E e dell'EU DSO, dei rispettivi obblighi; se le autorità di regolazione non sono in grado di raggiungere un accordo entro un termine di quattro mesi dall'inizio delle consultazioni al fine di individuare congiuntamente l'inadempimento, la questione è deferita all'ACER per una decisione, a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;
- d) approvare prodotti e procedure di appalto per i servizi accessori non relativi alla frequenza;
- e) applicare i codici di rete e gli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 mediante misure nazionali o, se richiesto, misure coordinate a livello regionale o dell'Unione;
- f) cooperare con l'autorità di regolazione o con le autorità degli Stati membri interessati nonché con l'ACER sulle questioni transfrontaliere, in particolare attraverso la partecipazione ai lavori del comitato dei regolatori dell'ACER ai sensi dell'articolo 21 del regolamento (UE) 2019/942;
- g) osservare e attuare le pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti della Commissione e dell'ACER;
- h) provvedere affinché i gestori dei sistemi di trasmissione mettano a disposizione le capacità di interconnessione nella massima misura a norma dell'articolo 16 del regolamento (UE) 2019/943;
- i) presentare annualmente una relazione sull'attività svolta e sull'esecuzione dei suoi compiti alle autorità competenti degli Stati membri, alla Commissione e all'ACER, ivi incluso per quanto concerne le iniziative adottate e i risultati ottenuti in ordine a ciascuno dei compiti indicati nel presente articolo;
- j) assicurare che non vi siano sussidi incrociati fra attività di trasmissione, distribuzione e fornitura o altre attività che rientrano o non rientrano nel settore dell'energia elettrica;
- k) vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasporto e fornire, nella sua relazione annuale, un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione sotto il profilo della loro conformità con il piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione; tale analisi può includere raccomandazioni per la modifica di tali piani di investimento;
- l) monitorare e valutare le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente che promuova l'efficienza energetica e l'integrazione di energia da fonti rinnovabili sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblicare ogni due anni una relazione nazionale che contenga raccomandazioni;
- m) stabilire o approvare norme e requisiti in materia di qualità del servizio e dell'approvvigionamento o contribuirvi insieme ad altre autorità competenti nonché vigilare sul rispetto delle norme relative alla sicurezza e all'affidabilità della rete e rivederne le prestazioni passate;
- n) vigilare sul livello di trasparenza, anche dei prezzi all'ingrosso, e sull'osservanza, da parte delle imprese elettriche, degli obblighi in materia di trasparenza;
- o) vigilare sul grado e sull'efficacia di apertura del mercato e della concorrenza a livello dei mercati all'ingrosso e al dettaglio, compresi le borse dell'energia elettrica, i prezzi fatturati ai clienti civili inclusi i sistemi di prepagamento, l'impatto dei contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica e dell'utilizzo di sistemi di misurazione intelligenti, la percentuale dei clienti che cambiano fornitore, la percentuale delle disattivazioni, le spese per i servizi di manutenzione e per la loro esecuzione, il rapporto tra i prezzi relativi ai consumi domestici e i prezzi all'ingrosso, l'evoluzione delle tariffe e dei prelievi della rete, i reclami dei clienti civili, nonché le eventuali distorsioni o restrizioni della concorrenza, fornendo in particolare ogni informazione pertinente, e deferendo alle pertinenti autorità nazionali garanti della concorrenza tutti i casi pertinenti;
- p) monitorare l'emergere di pratiche contrattuali restrittive, comprese le clausole di esclusiva, che possono impedire ai clienti di impegnarsi simultaneamente con più di un fornitore o limitare la loro scelta in tal senso. Se del caso, le autorità nazionali di regolazione informano le autorità nazionali garanti della concorrenza in merito a tali pratiche;
- q) controllare il tempo impiegato dai gestori dei sistemi di trasmissione e dai gestori dei sistemi di distribuzione per effettuare connessioni e riparazioni;
- r) garantire, in collaborazione con altre autorità competenti, che le misure di tutela dei consumatori siano efficaci e applicate;

- s) pubblicare, almeno con cadenza annuale, raccomandazioni sulla conformità dei prezzi di fornitura all'articolo 5 e fornirle, se del caso, alle autorità competenti;
- t) garantire l'accesso non discriminatorio ai dati del consumo dei clienti, la messa a disposizione, per uso facoltativo, di un formato armonizzato facilmente comprensibile a livello nazionale per i dati relativi ai consumi e il rapido accesso di tutti i clienti ai dati a norma degli articoli 23 e 24;
- u) vigilare sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasmissione, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei fornitori, dei clienti e di altri partecipanti al mercato ai sensi del regolamento (UE) 2019/943;
- v) vigilare sugli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza dell'approvvigionamento;
- w) monitorare la cooperazione tecnica tra gestori dei sistemi di trasmissione dell'Unione e di paesi terzi;
- x) contribuire alla compatibilità dei processi di scambio dei dati per i principali processi di mercato a livello regionale;
- y) monitorare la disponibilità di strumenti di confronto che soddisfino i requisiti di cui all'articolo 14;
- z) monitorare l'eliminazione degli ostacoli e delle restrizioni ingiustificati allo sviluppo del consumo di energia elettrica autoprodotta e alle comunità energetiche dei cittadini.

2. Ove uno Stato membro lo abbia previsto, i compiti di vigilanza di cui al paragrafo 1 possono essere svolti da autorità diverse da quella di regolazione. In tal caso le informazioni risultanti dall'esercizio di tale vigilanza sono messe quanto prima a disposizione dell'autorità di regolazione.

Pur mantenendo la propria autonomia, fatte salve le proprie competenze specifiche e in conformità ai principi in materia di miglioramento della regolamentazione, l'autorità di regolazione si consulta, se del caso, con i gestori dei sistemi di trasmissione e, se del caso, coopera strettamente con altre autorità nazionali pertinenti nello svolgimento dei compiti di cui al paragrafo 1.

Le approvazioni concesse da un'autorità di regolazione o dall'ACER ai sensi della presente direttiva non pregiudicano l'uso debitamente giustificato in futuro delle competenze dell'autorità di regolazione ai sensi del presente articolo né sanzioni imposte da altre pertinenti autorità o dalla Commissione.

3. Gli Stati membri provvedono affinché le autorità di regolazione siano dotate dei poteri necessari per assolvere con efficacia e rapidità i compiti di cui al presente articolo. A tal fine, all'autorità di regolazione devono essere conferiti almeno i poteri seguenti:

- a) il potere di adottare decisioni vincolanti per le imprese di energia elettrica;
- b) il potere di effettuare indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e di adottare e imporre i provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento del mercato. Ove appropriato, l'autorità di regolazione ha anche il potere di cooperare con l'autorità nazionale preposta alla tutela della concorrenza e con le autorità di regolazione dei mercati finanziari o con la Commissione nello svolgimento di un'indagine relativa alla legislazione sulla concorrenza;
- c) il potere di richiedere alle imprese elettriche tutte le informazioni pertinenti per l'assolvimento dei suoi compiti, incluse le motivazioni di eventuali rifiuti di concedere l'accesso a terzi, e tutte le informazioni sulle misure necessarie per rafforzare la rete;
- d) il potere di irrogare sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive alle imprese elettriche che non ottemperano agli obblighi ad esse imposti dalla presente direttiva, dal regolamento (UE) 2019/943 o dalle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o della stessa autorità di regolazione, o di proporre a una giurisdizione competente di imporre tali sanzioni, compreso il potere di imporre o proporre di imporre al gestore del sistema di trasmissione sanzioni fino al 10 % del fatturato annuo del gestore del sistema di trasmissione o fino al 10 % del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata all'impresa verticalmente integrata, secondo i casi, per inosservanza dei rispettivi obblighi che incombono loro a norma della presente direttiva; e
- e) adeguati diritti di indagine e pertinenti poteri istruttori per la risoluzione delle controversie di cui all'articolo 60, paragrafi 2 e 3.

4. L'autorità di regolazione ubicata nello Stato membro in cui ha sede l'ENTSO-E o l'EU DSO ha il potere di imporre sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive agli enti che non ottemperino agli obblighi ad essi imposti dalla presente direttiva, dal regolamento (UE) 2019/943 o dalle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'autorità di regolazione o dell'ACER, o di proporre a una giurisdizione competente di imporre tali sanzioni.

5. Oltre ai compiti ad essa conferiti a norma dei paragrafi 1 e 3 del presente articolo, qualora sia stato designato un gestore di sistema indipendente ai sensi dell'articolo 44, l'autorità di regolazione:

- a) controlla l'osservanza, da parte del proprietario del sistema di trasmissione e del gestore del sistema indipendente, degli obblighi che ad essi incombono a norma del presente articolo e irroga sanzioni in caso di inosservanza ai sensi del paragrafo 3, lettera d);
- b) controlla le relazioni e le comunicazioni tra il gestore del sistema indipendente e il proprietario del sistema di trasmissione in modo da assicurare che il gestore del sistema indipendente ottemperi agli obblighi che ad esso incombono e, in particolare, approva i contratti e agisce in qualità di organo per la risoluzione delle controversie sorte tra il gestore del sistema indipendente e il proprietario del sistema di trasmissione in seguito ad eventuali reclami presentati da uno di essi ai sensi dell'articolo 60, paragrafo 2;
- c) fatta salva la procedura di cui all'articolo 44, paragrafo 2, lettera c), per il primo piano decennale di sviluppo della rete, approva la programmazione degli investimenti e il piano pluriennale di sviluppo della rete presentato almeno ogni due anni dal gestore del sistema indipendente;
- d) provvede affinché le tariffe per l'accesso alla rete riscosse dal gestore del sistema indipendente comprendano un corrispettivo per il proprietario della rete che consenta un compenso adeguato per l'utilizzo degli attivi della rete e di eventuali nuovi investimenti in essa effettuati, purché sostenuti secondo principi di economia ed efficienza;
- e) procede a ispezioni anche senza preavviso presso i locali del proprietario del sistema di trasmissione e del gestore del sistema indipendente; e
- f) vigila sull'utilizzazione dei corrispettivi della congestione riscossi dal gestore del sistema indipendente ai sensi dell'articolo 19, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/943.

6. Oltre ai compiti e alle competenze ad essa conferiti a norma dei paragrafi 1 e 3 del presente articolo, qualora sia stato designato un gestore di sistema di trasmissione a norma del capo VI, sezione 3, all'autorità di regolazione sono attribuiti almeno i seguenti compiti e competenze:

- a) irrogare sanzioni a norma del paragrafo 3, lettera d), per comportamenti discriminatori a favore dell'impresa verticalmente integrata;
- b) controllare le comunicazioni tra il gestore di sistema di trasmissione e l'impresa verticalmente integrata in modo da assicurare che il gestore di sistema di trasmissione ottemperi agli obblighi che gli incombono;
- c) agire in qualità di autorità per la risoluzione delle controversie sorte tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasmissione in seguito ad eventuali reclami presentati ai sensi dell'articolo 60, paragrafo 2;
- d) controllare le relazioni commerciali e finanziarie, compresi i prestiti, tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasmissione;
- e) approvare tutti gli accordi commerciali e finanziari tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore di sistema di trasmissione a condizione che soddisfino le condizioni di mercato;
- f) chiedere giustificazioni all'impresa verticalmente integrata in caso di notifica da parte del responsabile della conformità a norma dell'articolo 50, paragrafo 4. Tali giustificazioni includono, in particolare, la prova che non si sono verificati comportamenti discriminatori a favore dell'impresa verticalmente integrata;
- g) procedere a ispezioni, anche senza preavviso, nei locali dell'impresa verticalmente integrata e del gestore del sistema di trasmissione; e
- h) attribuire tutti i compiti o alcuni compiti specifici del gestore del sistema di trasmissione a un gestore di sistema indipendente designato a norma dell'articolo 44 in caso di violazione persistente da parte del gestore del sistema di trasmissione degli obblighi che gli incombono a norma della presente direttiva, in particolare in caso di comportamenti discriminatori ripetuti a favore dell'impresa verticalmente integrata.

7. Fatti salvi i casi in cui rientri tra le competenze dell'ACER fissare e approvare le condizioni o le metodologie per l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti ai sensi del capo VII del regolamento (UE) 2019/943 a norma dell'articolo 5, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/942 in ragione della loro natura coordinata, le autorità di regolazione hanno il compito di fissare o approvare, con sufficiente anticipo rispetto alla loro entrata in vigore, quantomeno le metodologie nazionali usate per calcolare o stabilire le condizioni per quanto segue:

- a) la connessione e l'accesso alle reti nazionali, comprese tariffe di trasmissione e distribuzione o relative metodologie che devono consentire che, nella rete, siano effettuati gli investimenti necessari in modo da garantire la fattibilità economica delle reti;
- b) la prestazione di servizi ancillari che sono svolti nel modo più economico possibile che forniscano incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare l'immissione e il prelievo di energia, servizi ancillari sono forniti in modo equo e non discriminatorio e sono basati su criteri obiettivi; e
- c) l'accesso alle infrastrutture transfrontaliere, comprese le procedure di allocazione della capacità e di gestione della congestione.

8. Le metodologie o i termini e le condizioni di cui al paragrafo 7 sono pubblicate.

9. Al fine di aumentare la trasparenza del mercato e di fornire a tutte le parti interessate tutte le necessarie informazioni e le decisioni o proposte di decisione concernenti le tariffe di trasmissione e di distribuzione di cui all'articolo 60, paragrafo 3, le autorità di regolazione mettono a disposizione del pubblico la metodologia dettagliata e i costi utilizzati per il calcolo delle pertinenti tariffe di rete, pur mantenendo la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

10. Le autorità di regolazione controllano la gestione della congestione all'interno delle reti elettriche nazionali, compresi gli interconnettori, e l'attuazione delle norme di gestione della congestione. A tal fine, i gestori dei sistemi di trasmissione o i gestori del mercato presentano per approvazione alle autorità di regolazione le loro procedure di gestione della congestione, inclusa l'allocazione della capacità. Le autorità di regolazione possono chiedere la modifica di tali regole.

Articolo 60

Decisioni e reclami

1. Le autorità di regolazione sono abilitate a chiedere ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, se necessario, di modificare le condizioni e le modalità, comprese le tariffe o le metodologie di cui all'articolo 59 della presente direttiva, in modo che queste siano proporzionate e che vengano applicate in modo non discriminatorio, in conformità dell'articolo 18 del regolamento (UE) 2019/943. In caso di ritardo nella fissazione delle tariffe di trasmissione e distribuzione, le autorità di regolazione hanno il potere di fissare o approvare tariffe o metodologie di trasmissione e distribuzione in via provvisoria e di decidere in merito ad adeguate misure di compensazione qualora le tariffe o le metodologie definitive di trasmissione e distribuzione si discostino da quelle provvisorie.

2. Qualsiasi parte che intenda sporgere reclamo contro un gestore di un sistema di trasmissione o di distribuzione per quanto concerne gli obblighi di quest'ultimo ai sensi della presente direttiva può adire l'autorità di regolazione la quale, in veste di autorità per la risoluzione delle controversie, adotta una decisione entro due mesi dalla ricezione del reclamo. Il termine può essere prorogato di due mesi qualora l'autorità di regolazione richieda ulteriori informazioni. Tale termine prorogato può essere ulteriormente prorogato con il consenso del reclamante. La decisione dell'autorità di regolazione produce effetti vincolanti a meno che e fin quando non sia invalidata in seguito ad impugnazione.

3. Qualsiasi parte che abbia subito un pregiudizio e che abbia il diritto di proporre reclamo avverso una decisione relativa alle metodologie adottate ai sensi dell'articolo 59 oppure, quando l'autorità di regolazione deve procedere a consultazioni, in merito alle tariffe o alle metodologie proposte, può presentare un reclamo chiedendo la revisione della decisione entro due mesi, o entro un periodo più breve previsto dagli Stati membri, dalla pubblicazione della decisione stessa o della proposta di decisione. I reclami non hanno effetto sospensivo.

4. Gli Stati membri istituiscono meccanismi idonei ed efficienti di regolazione, controllo e trasparenza al fine di evitare abusi di posizione dominante, soprattutto a danno dei consumatori, e comportamenti predatori. Tali meccanismi tengono conto delle disposizioni del TFUE, in particolare dell'articolo 102.

5. Gli Stati membri provvedono affinché, in caso di inosservanza delle norme sulla riservatezza previste dalla presente direttiva, siano adottate misure appropriate, compresi procedimenti amministrativi o penali in conformità al loro diritto interno, nei confronti delle persone fisiche e giuridiche responsabili.

6. I reclami di cui ai paragrafi 2 e 3 lasciano impregiudicati i mezzi di impugnazione previsti dal diritto dell'Unione e/o nazionale.
7. Le decisioni delle autorità di regolazione sono pienamente motivate e giustificate al fine di consentire il ricorso giurisdizionale. Le decisioni sono pubblicamente accessibili, pur mantenendo la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.
8. Gli Stati membri provvedono affinché a livello nazionale esistano meccanismi idonei per consentire alla parte che è stata oggetto di una decisione di un'autorità di regolazione di proporre ricorso dinanzi a un organo indipendente dalle parti interessate e da qualsiasi governo.

Articolo 61

Cooperazione regionale tra autorità di regolazione sulle questioni transfrontaliere

1. Le autorità di regolazione si consultano e cooperano strettamente, in particolare in seno all'ACER, e si scambiano tra di loro e con l'ACER tutte le informazioni necessarie per l'esercizio delle competenze ad esse conferite dalla presente direttiva. L'autorità che riceve le informazioni garantisce ad esse lo stesso grado di riservatezza prescritto dall'autorità che le comunica.
2. Le autorità di regolazione cooperano, quanto meno a livello regionale, per:
 - a) promuovere soluzioni pratiche intese a consentire una gestione ottimale della rete, promuovere le borse dell'energia elettrica e l'assegnazione di capacità transfrontaliere, nonché consentire un adeguato livello minimo di capacità di interconnessione, anche attraverso nuove interconnessioni, all'interno della regione e tra regioni per rendere possibile lo sviluppo di una concorrenza effettiva e il miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento, senza discriminazioni tra fornitori nei diversi Stati membri;
 - b) coordinare la sorveglianza comune degli enti che operano a livello regionale;
 - c) coordinare, in cooperazione con altre autorità coinvolte, la sorveglianza comune delle valutazioni dell'adeguatezza delle risorse a livello nazionale, regionale ed europeo;
 - d) coordinare lo sviluppo di tutti i codici di rete e degli orientamenti per i gestori dei sistemi di trasmissione interessati e gli altri operatori di mercato; e
 - e) coordinare lo sviluppo delle norme che disciplinano la gestione della congestione.
3. Le autorità di regolazione hanno la facoltà di stipulare accordi cooperativi tra loro al fine di promuovere la cooperazione in ambito regolamentare.
4. Le azioni di cui al paragrafo 2 sono realizzate, se del caso, in stretta consultazione con altre autorità nazionali pertinenti e fatte salve le rispettive competenze specifiche.
5. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati in conformità all'articolo 67 al fine di integrare la presente direttiva elaborando orientamenti in merito all'estensione dell'obbligo delle autorità di regolazione di cooperare reciprocamente e con l'ACER.

Articolo 62

Compiti e competenze delle autorità di regolazione relativamente ai centri di coordinamento regionali

1. Le autorità regionali di regolazione della regione di gestione del sistema in cui è stabilito un centro di coordinamento regionale, in stretto coordinamento tra di loro:
 - a) approvano la proposta di istituzione dei centri di coordinamento regionali in conformità dell'articolo 35, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943;
 - b) approvano i costi connessi alle attività dei centri di coordinamento regionali che sono a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione e sono presi in considerazione nel calcolo delle tariffe, purché tali costi siano ragionevoli e appropriati;

- c) approvano il processo decisionale in cooperazione;
- d) assicurano che i centri di coordinamento regionali dispongano di tutte le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie necessarie per assolvere gli obblighi derivanti dalla presente direttiva e per svolgere i loro compiti in modo indipendente e imparziale;
- e) propongono, insieme ad altre autorità di regolazione di una regione di gestione del sistema, eventuali compiti e poteri supplementari da attribuire ai centri di coordinamento regionali da parte degli Stati membri della regione di gestione del sistema;
- f) assicurano il rispetto degli obblighi derivanti dalla presente direttiva e di altre normative pertinenti dell'Unione, in particolare in relazione alle questioni transfrontaliere e individuano congiuntamente l'inadempimento, da parte dei centri di coordinamento regionali, dei rispettivi obblighi; se le autorità di regolazione non sono in grado di raggiungere un accordo entro un termine di quattro mesi dall'inizio delle consultazioni al fine di individuare congiuntamente l'inadempimento, la questione è deferita all'ACER per una decisione, a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;
- g) controllano l'esecuzione del coordinamento del sistema e riferiscono annualmente all'ACER in proposito, conformemente all'articolo 46 del regolamento (UE) 2019/943.

2. Gli Stati membri provvedono affinché le autorità di regolazione siano dotate dei poteri necessari per assolvere con efficacia e rapidità i compiti di cui al paragrafo 1. A tal fine, alle autorità di regolazione sono conferiti almeno i poteri seguenti:

- a) chiedere informazioni ai centri di coordinamento regionali;
- b) effettuare ispezioni, anche senza preavviso, presso i locali dei centri di coordinamento regionali;
- c) emettere decisioni comuni vincolanti in merito ai centri di coordinamento regionali.

3. L'autorità di regolazione ubicata nello Stato membro in cui ha sede il centro di coordinamento regionale ha il potere di irrogare sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive al centro di coordinamento regionale che non ottemperi agli obblighi ad esso imposti dalla presente direttiva, dal regolamento (UE) 2019/943 o dalle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'autorità di regolazione o dell'ACER, o ha il potere di proporre a una giurisdizione competente di irrogare tali sanzioni.

Articolo 63

Osservanza dei codici di rete e degli orientamenti

1. Le autorità di regolazione e la Commissione possono chiedere il parere dell'ACER in ordine alla conformità di una decisione presa da un'autorità di regolazione con i codici di rete e gli orientamenti contemplati dalla presente direttiva o al capo VII del regolamento (UE) 2019/943.
2. Entro tre mesi dalla data di ricezione della richiesta, l'ACER comunica il proprio parere, a seconda dei casi, all'autorità di regolazione che ne ha fatto richiesta o alla Commissione, nonché all'autorità di regolazione che ha preso la decisione in questione.
3. Se l'autorità di regolazione che ha preso la decisione non si conforma al parere dell'ACER entro quattro mesi dalla data di ricezione di tale parere, l'ACER ne informa la Commissione.
4. Qualsiasi autorità di regolazione può comunicare alla Commissione che ritiene che una decisione pertinente in materia di scambi transfrontalieri assunta da un'altra autorità di regolazione non sia conforme ai codici di rete e agli orientamenti contemplati dalla presente direttiva o dal capo VII del regolamento (UE) 2019/943, entro due mesi dalla data della suddetta decisione.
5. La Commissione, se accerta che la decisione di un'autorità di regolazione solleva seri dubbi circa la sua compatibilità con i codici di rete e gli orientamenti contemplati dalla presente direttiva o dal capo VII del regolamento (UE) 2019/943, entro due mesi dalla data in cui ne è stata informata dall'ACER ai sensi del paragrafo 3 o da un'autorità di regolazione ai sensi del paragrafo 4, ovvero di propria iniziativa entro tre mesi dalla data di tale decisione, può decidere di esaminare ulteriormente il caso. In tal caso invita l'autorità di regolazione e le parti del procedimento dinanzi all'autorità di regolazione a presentarle le loro osservazioni.

6. Se ha preso la decisione di esaminare ulteriormente il caso, la Commissione, entro quattro mesi dalla data della decisione controversa, adotta una decisione definitiva intesa a:
- non sollevare obiezioni nei confronti della decisione presa dall'autorità di regolazione; oppure
 - imporre all'autorità di regolazione interessata di revocare la propria decisione, se ritiene che i codici di rete e gli orientamenti non siano stati rispettati.
7. Se non ha preso la decisione di esaminare ulteriormente il caso o non ha adottato una decisione definitiva entro i termini di cui rispettivamente ai paragrafi 5 e 6, si presume che la Commissione non abbia sollevato obiezioni avverso la decisione dell'autorità di regolazione.
8. L'autorità di regolazione si conforma entro due mesi alla decisione della Commissione di revocare la sua decisione e ne informa la Commissione.
9. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati in conformità all'articolo 67 per integrare la presente direttiva elaborando orientamenti che prescrivono la procedura da seguire ai fini dell'applicazione del presente articolo.

Articolo 64

Obbligo di conservazione dei dati

- Gli Stati membri impongono ai fornitori l'obbligo di tenere a disposizione delle autorità nazionali, inclusa l'autorità di regolazione, delle autorità nazionali per la tutela della concorrenza e della Commissione, per l'assolvimento dei loro compiti, per un periodo minimo di cinque anni, i dati pertinenti relativi a tutte le transazioni riguardanti contratti di fornitura di energia elettrica e riguardanti strumenti derivati sull'energia elettrica stipulati con clienti grossisti e gestori dei sistemi di trasmissione.
- I dati suddetti comprendono informazioni sulle caratteristiche delle transazioni pertinenti, quali le norme relative alla durata, alle consegne e al pagamento, la quantità, la data e l'ora dell'esecuzione, i prezzi della transazione e le modalità per identificare il cliente grossista in questione, nonché specifici dettagli di tutti i contratti di fornitura di energia elettrica e derivati non ancora regolati.
- L'autorità di regolazione può decidere di mettere a disposizione alcune di queste informazioni ai soggetti operanti sul mercato a condizione che non vengano divulgate informazioni commercialmente sensibili riguardanti singoli soggetti o singole transazioni. Il presente paragrafo non si applica alle informazioni concernenti gli strumenti finanziari compresi nell'ambito di applicazione della direttiva 2014/65/UE.
- Il presente articolo non crea obblighi supplementari nei confronti delle autorità di cui al paragrafo 1 a carico dei soggetti che rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva 2014/65/UE.
- Se le autorità di cui al paragrafo 1 necessitano di un accesso ai dati conservati da soggetti che rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva 2014/65/UE, le autorità responsabili ai sensi di tale direttiva forniscono i dati richiesti a dette autorità.

CAPO VIII

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 65

Parità di condizioni

- Le misure che gli Stati membri possono adottare, conformemente alla presente direttiva, per garantire parità di condizioni sono compatibili con il TFUE, in particolare l'articolo 36, e con il diritto dell'Unione.
- Le misure di cui al paragrafo 1 sono proporzionate, non discriminatorie e trasparenti. Dette misure possono essere attuate solo previa notifica alla Commissione e previa approvazione da parte sua.
- La Commissione reagisce alla notifica di cui al paragrafo 2 entro due mesi dal ricevimento. Tale termine inizia a decorrere dal giorno successivo a quello in cui pervengono informazioni complete. Nel caso in cui la Commissione non abbia reagito entro questo termine di due mesi, si ritiene che non abbia sollevato obiezioni nei confronti delle misure notificate.

Articolo 66

Deroghe

1. Gli Stati membri che possono dimostrare l'esistenza di seri problemi nella gestione dei loro piccoli sistemi connessi e piccoli sistemi isolati possono chiedere alla Commissione di derogare alle pertinenti disposizioni degli articoli 7 e 8 nonché dei capi IV, V e VI.

I piccoli sistemi isolati, e la Francia ai fini della Corsica, possono anche chiedere deroghe agli articoli 4, 5 e 6.

Prima di prendere una decisione, la Commissione informa gli Stati membri delle richieste pervenute, tenendo conto del rispetto della riservatezza.

2. Le deroghe concesse dalla Commissione di cui al paragrafo 1 sono limitate nel tempo e subordinate a condizioni volte a rafforzare la concorrenza e l'integrazione nel mercato interno e a garantire che le deroghe non ostacolino la transizione verso l'energia rinnovabile, l'aumento della flessibilità, lo stoccaggio dell'energia, l'elettromobilità e la gestione della domanda.

Per le regioni ultraperiferiche nel senso dell'articolo 349 TFUE, che non possono essere interconnesse con i mercati dell'energia elettrica dell'Unione, la deroga non è limitata nel tempo ed è subordinata a condizioni volte a garantire che essa non ostacoli la transizione verso l'energia rinnovabile.

La decisione che concede una deroga è pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

3. L'articolo 43 non si applica a Cipro, Lussemburgo e Malta. Inoltre, gli articoli 6 e 35 non si applicano a Malta e gli articoli 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50 e 52 non si applicano a Cipro.

Ai fini dell'articolo 43, paragrafo 1, lettera b), la nozione di «impresa che esercita attività di generazione o attività di fornitura» non comprende i clienti finali che esercitano attività di generazione e/o fornitura di energia elettrica, direttamente o attraverso un'impresa sulla quale esercitano un controllo, individualmente o insieme ad altri, a condizione che i clienti finali, comprese le loro quote di energia elettrica prodotta in imprese controllate, siano, in media annuale, consumatori netti di energia elettrica e che il valore economico dell'energia elettrica da essi venduta a terzi sia insignificante rispetto alle loro altre operazioni commerciali.

4. Fino al 1° gennaio 2025 o a una data successiva stabilita in una decisione adottata a norma del paragrafo 1 del presente articolo, l'articolo 5 non si applica a Cipro e alla Corsica.

5. L'articolo 4 non si applica a Malta fino al 5 luglio 2027. Tale periodo può essere prorogato di un ulteriore periodo non superiore a otto anni. L'ulteriore periodo di proroga è stabilito mediante una decisione a norma del paragrafo 1.

Articolo 67

Esercizio della delega

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.

2. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 61, paragrafo 5, e all'articolo 63, paragrafo 9, è conferito alla Commissione per un periodo indeterminato a decorrere dal 4 luglio 2019.

3. La delega di potere di cui all'articolo 61, paragrafo 5, e all'articolo 63, paragrafo 9, può essere revocata in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.

4. Prima di adottare un atto delegato la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro conformemente ai principi stabiliti dall'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016.

5. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.

6. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 61, paragrafo 5, e dell'articolo 63, paragrafo 9, entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Tale termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

Articolo 68

Procedura di comitato

1. La Commissione è assistita da un comitato. Esso è un comitato ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011.
2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 4 del regolamento (UE) n. 182/2011.

Articolo 69

Controllo, riesame e relazione a cura della Commissione

1. La Commissione controlla e riesamina l'applicazione della presente direttiva e presenta una relazione generale sullo stato di attuazione al Parlamento europeo e al Consiglio in allegato alla relazione sullo stato dell'Unione dell'energia di cui all'articolo 35 del regolamento (UE) 2018/1999.
2. Entro il 31 dicembre 2025, la Commissione riesamina l'attuazione della presente direttiva e presenta una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio. Se del caso, unitamente alla relazione o a seguito della sua presentazione, la Commissione presenta una proposta legislativa.

Il riesame della Commissione valuta in particolare se i consumatori, specialmente quelli vulnerabili o in condizioni di povertà energetica, siano adeguatamente tutelati dalla presente direttiva.

Articolo 70

Modifiche della direttiva 2012/27/UE

La direttiva 2012/27/UE è così modificata:

1) l'articolo 9 è così modificato:

a) il titolo è sostituito dal seguente:

«Misurazione del gas naturale»;

b) al paragrafo 1, il primo comma è sostituito dal seguente:

«1. Gli Stati membri provvedono affinché, nella misura in cui ciò sia tecnicamente possibile, finanziariamente ragionevole e proporzionato ai risparmi energetici potenziali, per il gas naturale i clienti finali ricevano a prezzi concorrenziali contatori individuali che riflettano con precisione il consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso.»;

c) il paragrafo 2 è così modificato:

i) la parte introduttiva è sostituita dalla seguente:

«2. Quando e nella misura in cui gli Stati membri adottano sistemi di misurazione intelligenti e introducono contatori intelligenti per il gas naturale conformemente alla direttiva 2009/73/CE»;

ii) le lettere c) e d) sono soppresse;

2) l'articolo 10 è così modificato:

a) il titolo è sostituito dal seguente:

«Informazioni di fatturazione per il gas naturale»;

b) al paragrafo 1, il primo comma è sostituito dal seguente:

«1. Qualora i clienti finali non dispongano dei contatori intelligenti di cui alla direttiva 2009/73/CE, gli Stati membri provvedono affinché, entro il 31 dicembre 2014, le informazioni di fatturazione per il gas naturale siano affidabili, precise e fondate sul consumo reale, conformemente all'allegato VII, punto 1.1, qualora ciò sia tecnicamente possibile ed economicamente giustificato.»;

c) al paragrafo 2, il primo comma è sostituito dal seguente:

«2. I contatori installati conformemente alla direttiva 2009/73/CE consentono la fornitura di informazioni di fatturazione precise basate sul consumo effettivo. Gli Stati membri provvedono affinché i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che consentano di effettuare controlli autonomi dettagliati.»;

3) all'articolo 11, il titolo è sostituito dal seguente:

«Costi dell'accesso alle informazioni sulla misurazione e sulla fatturazione del gas naturale»;

4) all'articolo 13, i termini «agli articoli da 7 a 11» sono sostituiti dai termini «agli articoli da 7 a 11 bis»;

5) l'articolo 15 è così modificato:

a) il paragrafo 5 è così modificato:

i) il primo e il secondo comma sono soppressi;

ii) il terzo comma è sostituito dal seguente:

«I gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione rispettano i requisiti di cui all'allegato XII.»;

b) il paragrafo 8 è soppresso.

6) nell'allegato VII il titolo è sostituito dal seguente:

«Requisiti minimi in materia di informazioni di fatturazione e consumo basate sul consumo effettivo di gas naturale»;

Articolo 71

Recepimento

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi agli articoli da 2 a 5, all'articolo 6, paragrafi 2 e 3, all'articolo 7, paragrafo 1, all'articolo 8, paragrafo 2, lettere j) e l), all'articolo 9, paragrafo 2, all'articolo 10, paragrafi da 2 a 12, agli articoli da 11 a 24, agli articoli 26, 28 e 29, agli articoli da 31 a 34, all'articolo 36, all'articolo 38, paragrafo 2, agli articoli 40 e 42, all'articolo 46, paragrafo 2, lettera d), agli articoli 51 e 54, agli articoli da 57 a 59 e da 61 a 63, all'articolo 70, punti da 1 a 3, all'articolo 70, punto 5, lettera b), e all'articolo 70, punto 6, e agli allegati I e II entro il 31 dicembre 2020. Essi comunicano immediatamente alla Commissione il testo di tali disposizioni.

Tuttavia, gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi:

a) all'articolo 70, punto 5, lettera a), entro il 31 dicembre 2019;

b) all'articolo 70, punto 4, entro il 25 ottobre 2020.

Le disposizioni adottate dagli Stati membri contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di tale riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Esse recano altresì l'indicazione che, nelle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative in vigore, i riferimenti alla direttiva abrogata dalla presente direttiva si intendono fatti a quest'ultima. Le modalità del riferimento e la formulazione dell'indicazione sono stabilite dagli Stati membri.

2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni principali di diritto interno che adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva.

Articolo 72

Abrogazione

La direttiva 2009/72/CE è abrogata a decorrere dal 1° gennaio 2021, fatti salvi gli obblighi degli Stati membri relativi ai termini di recepimento nel diritto interno e alle date di applicazione della direttiva di cui all'allegato III.

I riferimenti alla direttiva abrogata si intendono fatti alla presente direttiva e si leggono secondo la tavola di concordanza di cui all'allegato IV.

Articolo 73

Entrata in vigore

La presente direttiva entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

L'articolo 6, paragrafo 1, l'articolo 7, paragrafi da 2 a 5, articolo 8, paragrafo 1, l'articolo 8, paragrafo 2, lettere da a) a i) e lettera k), l'articolo 8, paragrafi 3 e 4, l'articolo 9, paragrafi 1, 3, 4 e 5, l'articolo 10, paragrafi da 2 a 10, gli articoli 25, 27, 30, 35 e 37, l'articolo 38, paragrafi 1, 3 e 4, l'articolo 39, l'articolo 41, gli articoli 43, 44 e 45, l'articolo 46, paragrafo 1, l'articolo 46, paragrafo 2, lettere a), b) e c), l'articolo 46, paragrafo 2, lettere da e) a h), l'articolo 46, paragrafi da 3 a 6, gli articoli da 47 a 50, gli articoli 52, 53, 55, 56, 60, 64 e 65 si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2021.

L'articolo 70, punti da 1) a 3), punto 5), lettera b), e punto 6), si applica a decorrere dal 1° gennaio 2021.

L'articolo 70, paragrafo 5, lettera a), si applica a decorrere dal 1° gennaio 2020.

L'articolo 70, punto 4, si applica a decorrere dal 26 ottobre 2020.

Articolo 74

Destinatari

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

Fatto a Bruxelles, il 5 giugno 2019

Per il Parlamento europeo

Il presidente

A. TAJANI

Per il Consiglio

Il presidente

G. CIAMBA

ALLEGATO I

REQUISITI MINIMI DI FATTURAZIONE E RELATIVE INFORMAZIONI

1. Informazioni minime che devono figurare sulla fattura e nelle informazioni di fatturazione
 - 1.1. Le seguenti informazioni chiave sono presentate in maniera evidente ai clienti finali sulle fatture, in una sezione chiaramente separata dalle altre parti della fattura:
 - a) il prezzo da pagare e, se possibile, le componenti del prezzo, con una chiara attestazione che tutte le fonti di energia possono anche beneficiare di incentivi non finanziati mediante i prelievi indicati nelle componenti del prezzo;
 - b) il termine entro il quale è dovuto il pagamento.
 - 1.2. Le seguenti informazioni chiave sono presentate in maniera evidente ai clienti finali sulle fatture e nelle informazioni di fatturazione, in una sezione chiaramente separata dalle altre parti della fattura e delle informazioni di fatturazione:
 - a) il consumo di energia elettrica nel periodo di fatturazione;
 - b) il nome e i recapiti del fornitore, compresi un numero telefonico di assistenza ai consumatori e l'indirizzo email;
 - c) la denominazione della tariffa;
 - d) l'eventuale data di scadenza del contratto;
 - e) le informazioni inerenti alla possibilità e al vantaggio di un passaggio ad altro fornitore e alla risoluzione delle controversie;
 - f) il codice cliente finale per il cambio di fornitore oppure il codice unico di identificazione del punto di prelievo del cliente finale;
 - g) informazioni sui diritti del cliente finale per quanto concerne la risoluzione extragiudiziale delle controversie, inclusi i recapiti dell'organismo responsabile ai sensi dell'articolo 26;
 - h) lo sportello unico di cui all'articolo 25;
 - i) un link o un riferimento a dove è possibile trovare strumenti di confronto dei prezzi di cui all'articolo 14.
 - 1.3. Se le fatture sono basate sul consumo effettivo o su una lettura a distanza da parte dell'operatore, le fatture e i conguagli periodici mettono a disposizione dei clienti finali le seguenti informazioni, le accompagnano o rimandano a esse:
 - a) confronti, sotto forma di grafico, tra il consumo attuale di energia elettrica del cliente finale con il consumo del cliente finale nello stesso periodo dell'anno precedente;
 - b) i recapiti, compresi i siti internet, delle organizzazioni di consumatori, delle agenzie per l'energia o di organismi analoghi da cui si possono ottenere informazioni sulle misure disponibili di miglioramento dell'efficienza energetica per le apparecchiature alimentate a energia;
 - c) confronti rispetto a un cliente finale medio o di riferimento della stessa categoria di utenza.
2. Frequenza di fatturazione e fornitura delle informazioni di fatturazione:
 - a) la fatturazione sulla base del consumo effettivo ha luogo almeno una volta l'anno;
 - b) se il cliente finale non dispone di un contatore che possa essere letto a distanza dal gestore o se il cliente finale ha deciso attivamente di disattivare la lettura a distanza conformemente al diritto nazionale, gli sono fornite informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo a scadenza almeno semestrale, oppure trimestrale su richiesta o qualora il cliente finale abbia optato per la fatturazione elettronica;

- c) se il cliente finale non dispone di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore o se il cliente finale ha deciso attivamente di disattivare la lettura a distanza conformemente al diritto nazionale, gli obblighi di cui alle lettere a) e b) possono essere soddisfatti con un sistema di autolettura periodica da parte dei clienti finali per mezzo del quale il cliente finale comunica i dati dei propri contatori al gestore; la fatturazione o le informazioni di fatturazione possono basarsi sul consumo stimato o su un importo forfettario unicamente qualora il cliente finale non abbia comunicato la lettura del contatore per un determinato periodo di fatturazione;
- d) se il cliente finale dispone di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore, informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo sono fornite almeno ogni mese; tali informazioni possono altresì essere rese disponibili via internet e sono aggiornate con la massima frequenza consentita dai dispositivi e dai sistemi di misurazione utilizzati.

3. Componenti del prezzo applicato al cliente finale

Il prezzo applicato al cliente finale è la somma delle tre componenti seguenti: la componente relativa all'energia e all'approvvigionamento, la componente relativa alla rete (di trasmissione e distribuzione) e la componente che comprende imposte, tributi, canoni e oneri.

Per le tre componenti del prezzo per il cliente finale presentate nelle fatture si usano in tutta l'Unione le definizioni comuni stabilite nel regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾.

4. Accesso alle informazioni complementari sui consumi storici

Gli Stati membri prescrivono che le informazioni complementari relative ai consumi storici, nella misura in cui sono disponibili, siano comunicate, su richiesta del cliente finale, al fornitore o prestatore di servizi designato dal cliente finale.

Il cliente finale dotato di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore deve accedere facilmente alle informazioni complementari sui consumi storici, in modo da poter controllare nel dettaglio i propri consumi.

Le informazioni complementari sui consumi storici comprendono:

- a) dati cumulativi relativi ad almeno i tre anni precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura di energia elettrica, se inferiore. I dati corrispondono agli intervalli per i quali sono state fornite frequenti informazioni di fatturazione; e
- b) dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ogni giorno, settimana, mese e anno che sono resi disponibili al cliente finale senza indebito ritardo via internet o mediante l'interfaccia del contatore relativi al periodo che include almeno i 24 mesi precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura di energia elettrica, se inferiore.

5. Informativa sulle fonti di energia

I fornitori specificano nelle fatture la quota di ciascuna fonte energetica nell'energia elettrica acquistata dal cliente finale in base al contratto di fornitura di energia elettrica (informativa sul prodotto).

Le fatture e le informazioni di fatturazione mettono a disposizione dei clienti finali le seguenti informazioni, le accompagnano o rimandano a esse:

- a) la quota di ciascuna fonte energetica nel mix energetico complessivo utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente (a livello nazionale, vale a dire nello Stato membro in cui è stato concluso il contratto di fornitura di energia elettrica, nonché a livello del fornitore, se attivo in diversi Stati membri) in modo comprensibile e facilmente confrontabile;
- b) le informazioni sull'impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO₂ e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix energetico complessivo utilizzato dal fornitore nell'anno precedente.

Con riguardo al secondo comma, lettera a), per l'energia elettrica ottenuta tramite una borsa dell'energia o importata da un'impresa situata al di fuori dell'Unione, è possibile utilizzare i dati aggregati forniti dalla borsa o dall'impresa in questione nell'anno precedente.

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee sui prezzi di gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE (GU L 311 del 17.11.2016, pag. 1).

Per l'informativa sull'energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento, si possono utilizzare le garanzie di origine rilasciate a norma dell'articolo 14, paragrafo 10, della direttiva 2012/27/UE. L'informativa sull'energia elettrica da fonti rinnovabili è effettuata utilizzando le garanzie di origine, salvo nei casi di cui all'articolo 19, paragrafo 8, lettere a) e b), della direttiva (UE) 2018/2001.

L'autorità nazionale di regolazione o un'altra autorità nazionale competente adottano le misure necessarie a garantire che le informazioni trasmesse dai fornitori ai rispettivi clienti a norma del presente punto siano affidabili e siano fornite a livello nazionale in un modo facilmente confrontabile.

ALLEGATO II

SISTEMI DI MISURAZIONE INTELLIGENTI

1. Gli Stati membri assicurano l'introduzione nei rispettivi territori di sistemi di misurazione intelligenti, che potrà essere oggetto di una valutazione economica di tutti i costi e i benefici a lungo termine per il mercato e per il singolo consumatore, o uno studio di quale tipo di misurazione intelligente sia ragionevole dal punto di vista economico ed efficace in termini di costi e quali siano i tempi della relativa distribuzione.
2. La valutazione prende in considerazione la metodologia utilizzata per l'analisi dei costi e dei benefici e le funzionalità minime dei sistemi di misurazione intelligenti previste nella raccomandazione 2012/148/UE della Commissione ⁽¹⁾, nonché le migliori tecniche disponibili per assicurare il massimo livello di cibersecurity e protezione dei dati.
3. Sulla base di tale valutazione gli Stati membri o, laddove lo Stato membro abbia così disposto, l'autorità competente designata, elaborano un calendario con un obiettivo di massimo dieci anni per l'adozione di sistemi di misurazione intelligenti. Qualora l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti sia valutata positivamente, almeno l'80 % dei clienti finali sarà dotato di contatori intelligenti entro sette anni dalla data in cui è stata formulata la valutazione positiva o entro il 2024 negli Stati membri che hanno iniziato a introdurli in modo sistematico prima del 4 luglio 2019.

⁽¹⁾ Raccomandazione 2012/148/UE della Commissione, del 9 marzo 2012, sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (GU L 73 del 13.3.2012, pag. 9).

ALLEGATO III

TERMINI DI RECEPIMENTO NEL DIRITTO NAZIONALE E DATA DI APPLICAZIONE

(DI CUI ALL'ARTICOLO 72)

Direttiva	Termine di recepimento	Data di applicazione
Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55)	3 marzo 2011	3 settembre 2009

ALLEGATO IV

TAVOLA DI CONCORDANZA

Direttiva 2009/72/CE	Presente direttiva
Articolo 1	Articolo 1
Articolo 2	Articolo 2
—	Articolo 3
Articolo 33 e articolo 41	Articolo 4
—	Articolo 5
Articolo 32	Articolo 6
Articolo 34	Articolo 7
Articolo 7	Articolo 8
Articolo 8	—
Articolo 3, paragrafo 1	Articolo 9, paragrafo 1
Articolo 3, paragrafo 2	Articolo 9, paragrafo 2
Articolo 3, paragrafo 6	Articolo 9, paragrafo 3
Articolo 3, paragrafo 15	Articolo 9, paragrafo 4
Articolo 3, paragrafo 14	Articolo 9, paragrafo 5
Articolo 3, paragrafo 16	—
Articolo 3, paragrafo 4	Articolo 10, paragrafo 1
Allegato I. punto 1, lettera a)	Articolo 10, paragrafi 2 e 3
Allegato I. punto 1, lettera b)	Articolo 10, paragrafo 4
Allegato I. punto 1, lettera c)	Articolo 10, paragrafo 5
Allegato I. punto 1, lettera d)	Articolo 10 paragrafi 6 e 8
—	Articolo 10, paragrafo 7
Allegato I. punto 1, lettera f)	Articolo 10, paragrafo 9
Allegato I. punto 1, lettera g)	Articolo 10, paragrafo 10
Articolo 3, lettera 7)	Articolo 10, paragrafo 11
Allegato I. punto 1, lettera j)	Articolo 10, paragrafo 12
Articolo 3, paragrafo 10)	—
Articolo 4	—
Articolo 5	—
Articolo 6	—
—	Articolo 11
Articolo 3, paragrafo 5, lettera a), e allegato I. 1, lettera e)	Articolo 12
—	Articolo 13
—	Articolo 14
—	Articolo 15
—	Articolo 16
—	Articolo 17
—	Articolo 18
Articolo 3, paragrafo 11	Articolo 19, paragrafo 1
—	Articolo 19, paragrafi da 2 a 6

Direttiva 2009/72/CE	Presente direttiva
—	Articolo 20
—	Articolo 21
—	Articolo 22
—	Articolo 23
—	Articolo 24
Articolo 3, paragrafo 12	Articolo 25
Articolo 3, paragrafo 13	Articolo 26
Articolo 3, paragrafo 3	Articolo 27
Articolo 3, paragrafo 7	Articolo 28, paragrafo 1
Articolo 3, paragrafo 8	Articolo 28, paragrafo 2
—	Articolo 29
Articolo 24	Articolo 30
Articolo 25	Articolo 31
—	Articolo 32
—	Articolo 33
—	Articolo 34
Articolo 26	Articolo 35
—	Articolo 36
Articolo 27	Articolo 37
Articolo 28	Articolo 38
Articolo 29	Articolo 39
Articolo 12	Articolo 40, paragrafo 1
—	Articolo 40, paragrafi da 2 a 8
Articolo 16	Articolo 41
Articolo 23	Articolo 42
Articolo 9	Articolo 43
Articolo 13	Articolo 44
Articolo 14	Articolo 45
Articolo 17	Articolo 46
Articolo 18	Articolo 47
Articolo 19	Articolo 48
Articolo 20	Articolo 49
Articolo 21	Articolo 50
Articolo 22	Articolo 51
Articolo 10	Articolo 52
Articolo 11	Articolo 53
—	Articolo 54
Articolo 30	Articolo 55
Articolo 31	Articolo 56
Articolo 35	Articolo 57
Articolo 36	Articolo 58

Direttiva 2009/72/CE	Presente direttiva
Articolo 37, paragrafo 1	Articolo 59, paragrafo 1
Articolo 37, paragrafo 2	Articolo 59, paragrafo 2
Articolo 37, paragrafo 4	Articolo 59, paragrafo 3
—	Articolo 59, paragrafo 4
Articolo 37, paragrafo 3	Articolo 59, paragrafo 5
Articolo 37, paragrafo 5	Articolo 59, paragrafo 6
Articolo 37, paragrafo 6	Articolo 59, paragrafo 7
Articolo 37, paragrafo 8	—
Articolo 37, paragrafo 7	Articolo 59, paragrafo 8
—	Articolo 59, paragrafo 9
Articolo 37, paragrafo 9	Articolo 59, paragrafo 10
Articolo 37, paragrafo 11	Articolo 60, paragrafo 2
Articolo 37, paragrafo 12	Articolo 60, paragrafo 3
Articolo 37, paragrafo 13	Articolo 60, paragrafo 4
Articolo 37, paragrafo 14	Articolo 60, paragrafo 5
Articolo 37, paragrafo 15	Articolo 60, paragrafo 6
Articolo 37, paragrafo 16	Articolo 60, paragrafo 7
Articolo 37, paragrafo 17	Articolo 60, paragrafo 8
Articolo 38	Articolo 61
—	Articolo 62
Articolo 39	Articolo 63
Articolo 40	Articolo 64
Articolo 42	—
Articolo 43	Articolo 65
Articolo 44	Articolo 66
Articolo 45	—
—	Articolo 67
Articolo 46	Articolo 68
Articolo 47	Articolo 69
—	Articolo 70
Articolo 49	Articolo 71
Articolo 48	Articolo 72
Articolo 50	Articolo 73
Articolo 51	Articolo 74
—	Allegato I, punti da 1 a 4
Articolo 3, paragrafo 9	Allegato I, punto 5
Allegato I, punto 2	Allegato II.
—	Allegato III
—	Allegato IV

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 5

LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DEI PIANI REGOLATORI DI SISTEMA PORTUALE



**IL DIRETTORE GENERALE PER IL CLIMA E L'ENERGIA DEL MINISTERO
DELL'AMBIENTE, DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**

di concerto con

IL DIRETTORE GENERALE PER LA VIGILANZA SULLE AUTORITA' PORTUALI, LE INFRASTRUTTURE PORTUALI ED IL TRASPORTO MARITTIMO E PER VIE D'ACQUA INTERNE DEL MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI

VISTA la Direttiva 2012/33/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 novembre 2012 che modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo;

VISTA la Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio, *Strategia dell'Unione europea per ridurre le emissioni atmosferiche delle navi marittime* COM (2002) 595 del 20.11.2002;

VISTA la Raccomandazione della Commissione 2006/339/CE dell'8 maggio 2006, *finalizzata a promuovere l'utilizzo di elettricità erogata da reti elettriche terrestri per le navi ormeggiate nei porti comunitari*;

CONSIDERATO che la Commissione Europea, nell'ambito della comunicazione *Il programma "Aria pulita per l'Europa" (CAFE): verso una strategia tematica per la qualità dell'aria* COM (2001) 245, ha riesaminato il contributo dei trasporti marittimi alla concentrazione di inquinanti nell'aria ambiente, che è risultato significativo, soprattutto nelle zone portuali;

VISTO il Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL) adottato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri il 6 Agosto 2015, ai sensi della legge 11 novembre 2014 n. 164, al fine di migliorare la competitività del sistema portuale e logistico, di agevolare la crescita dei traffici delle merci e delle persone e la promozione dell'intermodalità nel traffico merci, anche in relazione alla razionalizzazione, al riassetto e all'accorpamento delle Autorità Portuali esistenti;

VISTO l'obiettivo 7, rubricato "Sostenibilità", del suddetto Piano Strategico, il quale prevede di ridurre l'impatto dei porti sull'ambiente in termini globali (gas serra) e locali, promuovendo l'utilizzo intelligente dell'energia attraverso l'adozione di misure orientate a risparmio ed efficienza energetica, integrate alle tecnologie di produzione e sfruttamento delle fonti rinnovabili, incentivando iniziative volte alla minimizzazione dell'impatto ambientale dei sistemi portuali nel loro complesso;

VISTO il Decreto Legislativo 4 agosto 2016, n. 169 rubricato "*Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84, in attuazione dell'articolo 8, comma 1, lettera f), della legge 7 agosto 2015, n. 124*", ed in particolare l'articolo 5, che ha introdotto l'art. 4 bis alla legge 28 gennaio 1994, n° 84, ove si prevede che le Autorità di sistema portuale promuovano la redazione del documento di

pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale, al fine di perseguire obiettivi di riduzione delle emissioni di CO2 individuando, in un dato lasso di tempo, gli interventi e le misure da adottare previa valutazione di fattibilità tecnico-economica e analisi costi-benefici, le modalità di coordinamento con la programmazione infrastrutturale del sistema portuale, nonché le misure di monitoraggio degli interventi realizzati;

CONSIDERATO che ai sensi del citato art. 4 bis della Legge 28 gennaio 1994, n° 84, le Autorità di sistema portuale redigono il citato documento di pianificazione sulla base delle Linee-guida adottate dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti;

VISTO il Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 "*Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi*", che prevede la valutazione della necessità di installare nei porti punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL e opere per la fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio;

CONSIDERATO il Decreto Legislativo 29 dicembre 2011, n. 228 "*Attuazione dell'articolo 30, comma 9, lettere a), b), c) e d) della legge 31 dicembre 2009, n. 196, in materia di valutazione degli investimenti relativi ad opere pubbliche*" e in particolare gli articoli 3 e 8;

VISTO il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 3 agosto 2012, recante *Attuazione dell'articolo 8 comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2011, n. 228, in materia di linee guida per la valutazione degli investimenti relativi ad opere pubbliche e del Documento pluriennale di pianificazione degli investimenti in opere pubbliche*;

VISTO il Regolamento di esecuzione (UE) 2015/207 della Commissione del 20 gennaio 2015 recante *modalità di esecuzione del regolamento (UE) n. 1303/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i modelli per la relazione sullo stato dei lavori, la presentazione di informazioni relative a un grande progetto, il piano d'azione comune, le relazioni di attuazione relative all'obiettivo Investimenti in favore della crescita e dell'occupazione, la dichiarazione di affidabilità di gestione, la strategia di audit, il parere di audit e la relazione di controllo annuale nonché la metodologia di esecuzione dell'analisi costi-benefici e, a norma del regolamento (UE) n. 1299/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, il modello per le relazioni di attuazione relative all'obiettivo di cooperazione territoriale europea ed in particolare l'Allegato III Metodo di esecuzione dell'analisi costi-benefici*;

VISTO l'*Inventario nazionale delle emissioni in atmosfera 1990-2015. Informative Inventory Report 2017* pubblicato da ISPRA e in particolare le procedure di calcolo delle emissioni rispetto alle fonti;

DECRETANO

Articolo 1

(Adozione delle Linee Guida)

1. Sono adottate le “*Linee Guida per la redazione dei Documenti di Pianificazione Energetico Ambientale dei Sistemi Portuali*” di cui all’Allegato A, che costituisce parte integrante del presente decreto.

2. Il documento di cui al comma 1 fornisce gli indirizzi utili alla redazione dei documenti di pianificazione energetico ambientale dei sistemi portuali, con l’obiettivo di ridurre i consumi di energia fossile e le emissioni di CO₂, migliorando la qualità ambientale dei porti e delle aree limitrofe, contribuendo a salvaguardare la salute e il benessere dei lavoratori e della popolazione, nonché contribuendo ad aumentare la competitività dei sistemi portuali.

3. Il documento di cui al comma 1, fortemente condizionato dall’evoluzione tecnologica e normativa, viene vagliato ed eventualmente aggiornato ogni tre anni.

Articolo 2

(Disposizioni finanziarie)

1. L’attuazione del presente decreto non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 3

(Entrata in vigore)

1. Il presente decreto ha effetto dal giorno successivo alla data di pubblicazione sul sito del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (www.minambiente.it).

IL DIRETTORE GENERALE PER IL CLIMA
E L’ENERGIA DEL MINISTERO
DELL’AMBIENTE, DELLA TUTELA DEL
TERRITORIO E DEL MARE
Dott. Renato Grimaldi

IL DIRETTORE GENERALE PER LA VIGI-
LANZA SULLE AUTORITA’ PORTUALI, LE
INFRASTRUTTURE PORTUALI ED IL TRA-
SPORTO MARITTIMO E PER VIE D’ACQUA
INTERNE DEL MINISTERO DELLE INFRA-
STRUTTURE E DEI TRASPORTI
Dott. Mauro Coletta



Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Linee guida per la redazione dei Piani Regolatori di Sistema Portuale



Marzo 2017

Commissione redattrice delle “Linee Guida” presso il Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici

- Massimo Sessa – **Presidente**
- Andrea Ferrante – **Coordinatore**

Membr:

- Pierluigi Altomare
- Matteo Arena
- Roberto Ballarotto
- Chiara Barile
- Adriano Buffi
- Giuseppe Cantisani
- Alessandro Caretoni
- Orazio Carpenzano
- Stefano Cerillo
- Pierluigi Coppola
- Mauro Di Prete
- Biagio Eramo
- Paolo Fadda
- Salvatore Fiadini
- Renato Gavasci
- Andrea Giardini
- Gianluca Ievolella
- Francesco Lombardo
- Giovanni Lucarelli
- Luigi Marini
- Vincenzo Melone
- Arianna Norcini Pala
- Giuseppe Parise
- Massimo Paternostro
- Rosario Pavia
- Luciana Polizzy
- Maria Prezioso
- Patrizia Scarchilli
- Sandro Stura
- Antonio Venditti

Contributi esterni

- Ennio Garro e Andrea Agostinelli per il paragrafo IV.6: **Aspetti di “security” portuale**
- Serena D’Amora per l’Appendice B: **Profili di gestione ambientale dei porti**
- Carlo Lai e Francesca Bozzoni per l’Appendice C: **Valutazione del rischio sismico associato alle infrastrutture portuali marittime**

Indice

Lista dei principali acronimi utilizzati nel testo	6
PARTE I – INTRODUZIONE ALLE LINEE GUIDA.....	7
I.1 La nuova cornice di riferimento e i principi di orientamento generale: dalla programmazione europea al Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica	7
I.2 Gli elementi di novità della riforma della legislazione portuale in tema di pianificazione	14
I.3 I tre differenti strumenti di pianificazione portuale.....	15
I.4 La fase transitoria della riforma in tema di pianificazione	17
I.5 Dalle Linee Guida 2004 alle Linee Guida 2017	18
PARTE II – ASPETTI GENERALI E DI CONTESTO DELLA PIANIFICAZIONE PORTUALE	21
II.1 Il processo metodologico della pianificazione portuale.....	21
II.2 La Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema Portuale.....	22
II.3 Gli indirizzi politici e normativi: obiettivi e modelli di governance	24
II.3.1 La dimensione europea nel contesto internazionale	24
II.3.2 La dimensione nazionale	27
II.3.3 La dimensione locale	28
II.4 Dagli obiettivi alla strategia: il Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP)	31
II.5 La valutazione ex-ante.....	34
II.6 Il monitoraggio in fase di attuazione degli interventi infrastrutturali previsti dal piano e la valutazione ex post delle loro prestazioni	37
PARTE III – LINEE GUIDA: ASPETTI GENERALI DELLA PIANIFICAZIONE E RELATIVI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI	41
III.1 Il piano regolatore di sistema portuale (PRdSP).....	41
III.2 Il processo metodologico di formazione del PRdSP	52
III.3 Il prodotto. Elenco-tipo degli elaborati del PRdSP	57
III.4 La variante-stralcio (VS).....	63
III.5 L'adeguamento tecnico funzionale (ATF).....	66
PARTE IV – LINEE GUIDA: CONTENUTI TECNICI SPECIALISTICI DELLA PIANIFICAZIONE	74
IV.1 Aspetti infrastrutturali: la connessione alle grandi reti stradali e ferroviarie.....	75
IV.2 Aspetti infrastrutturali: innesti e viabilità interna.....	77

IV.3 Aspetti trasportistici.....	83
IV.4 Aspetti energetici ed ambientali.....	92
IV.5 Aspetti di sicurezza della navigazione. Il ruolo del simulatore nautico.....	98
IV.6 Aspetti di “security” portuale.....	103
IV.7 Aspetti di “safety” portuale.....	105
IV.8 La pianificazione del servizio idrico.....	106

PARTE V – LINEE GUIDA: CONTENUTI AMBIENTALI DELLA PIANIFICAZIONE E RELATIVI PROCEDIMENTI

AMMINISTRATIVI.....	108
V.1 PRINCIPI E CRITERI GENERALI PER LA VALUTAZIONE AMBIENTALE DEI PRdSP.....	108
V.1.1 Introduzione.....	108
V.1.2 Il processo di VAS.....	109
V.1.3 La verifica di assoggettabilità a VAS.....	109
V.1.4 Le procedure integrate.....	110
V.1.5 L’applicazione ai nuovi PRdSP e alle loro modifiche.....	111
V.1.6 Quando sviluppare il Processo di VAS.....	117
V.2 LA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE COME CHIAVE DI LETTURA.....	119
V.2.1 La esplicitazione degli obiettivi ambientali. La sequenza concettuale obiettivi-strategie-azioni.....	119
V.2.2 Dalle azioni agli effetti.....	123
V.2.3 Il metodo di definizione degli effetti ambientali quali esito della sequenza concettuale obiettivi-strategie-azioni.....	124
V.2.4 L’applicazione dei principi ai documenti di natura ambientale da redigere.....	131
V.3 CONTENUTI DEGLI STUDI PER LE VALUTAZIONI E VERIFICHE AMBIENTALI.....	135
V.3.1 La Valutazione Ambientale Strategica.....	135
V.3.2 La verifica di assoggettabilità a VAS.....	141
V.3.3 Contenuti della documentazione ambientale a corredo dell’ATF.....	145
V.4 CONTENUTI DEL DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICA ED AMBIENTALE.....	150
V.5 STUDI ED INDAGINI RELATIVI AL DRAGAGGIO DEI SEDIMENTI MARINI.....	151

APPENDICE A – STANDARD TECNICI DI RIFERIMENTO PER LA PIANIFICAZIONE, LA PROGETTAZIONE E LA GESTIONE DEI PORTI.....	153
---	------------

APPENDICE B – PROFILI DI GESTIONE AMBIENTALE DEI PORTI.....	159
--	------------

APPENDICE C – VALUTAZIONE DEL RISCHIO SISMICO ASSOCIATO ALLE INFRASTRUTTURE PORTUALI MARITTIME.....	167
--	------------

Lista dei principali acronimi utilizzati nel testo

ACB	Analisi costi benefici
AdSP	Autorità di Sistema Portuale
ATF	Adeguamento tecnico funzionale
CE	Commissione Europea
DEF	Documento di Economia e Finanza
DG	Direzione generale
DIP	Documento di Indirizzo della Pianificazione
DPCM	Decreto del Presidente dl Consiglio dei Ministri
DPP	Documento Pluriennale di Pianificazione
EUSAIR	European Union Strategy on the Adriatic and Ionian Region
ICT	Information and Communication Technology
MATTM	Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti
PGTL	Piano Generale dei Trasporti e della Logistica
PON	Programma Operativo Nazionale
PRdSP	Piano Regolatore di Sistema Portuale
PSNPL	Piano Strategico nazionale della portualità e della logistica
RA	Rapporto Ambientale ai sensi dell’art. 13 del Dlgs 152/06
RP	Rapporto Preliminare ai sensi dell’art. 13 del Dlgs 152/06
SCA	Soggetti competenti in materia ambientale
SIC	Sito di interesse comunitario per il progetto Rete Natura 2000
TEN-T	Reti Trans europee dei trasporti
UE	Unione Europea
VAS	Valutazione Ambientale Strategica
VG	Variante generale
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VS	Variante-stralcio
ZPS	Zona di protezione speciale per il progetto Rete Natura 2000

PARTE I – INTRODUZIONE ALLE LINEE GUIDA

I.1 La nuova cornice di riferimento e i principi di orientamento generale: dalla programmazione europea al Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica

Aspetti generali

La riforma della legislazione portuale in Italia disciplinata dal **Decreto Legislativo 4 agosto 2016, n. 169** *“Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84, in attuazione dell'articolo 8, comma 1, lettera f), della legge 7 agosto 2015, n. 124”* nasce sostanzialmente dall'esigenza di modernizzare l'assetto, la *“governance”* e le strategie infrastrutturali della portualità italiana, anche su impulso della nuova pianificazione europea 2014-2020 in materia di Rete Trans Europea dei Trasporti (TEN-T), disciplinata con Regolamento (UE) n. 1315/2013.

Come evidenziato nel **Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica** (PSNPL) approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 Luglio 2015 ed adottato il 6 Agosto 2015 con Decreto del Presidente del Consiglio ai sensi dell'art. 29 comma 1 della Legge 164 dell'11 novembre 2014 al fine *“di migliorare la competitività del sistema portuale e logistico, di agevolare la crescita dei traffici delle merci e delle persone e la promozione dell'intermodalità nel traffico merci, anche in relazione alla razionalizzazione, al riassetto e all'accorpamento delle Autorità Portuali esistenti”*, da tempo si avvertiva la necessità di una riforma normativa che consentisse al Paese di cogliere appieno le opportunità di crescita e di sviluppo del settore, contrastando la graduale perdita di competitività del sistema portuale italiano in termini di *“differenziale di crescita”* rispetto agli altri porti del Mediterraneo, a fronte di un aumento generalizzato dei traffici nell'area.

Collocando le infrastrutture portuali italiane al 55° posto nella graduatoria di competitività (a fronte del 9° posto della Spagna, del 23° posto del Portogallo, del 32° della Francia, del 49° della Grecia e del 51° della Croazia), il Global Competitiveness Index 2014-2015 del World Economic Forum ha messo in luce gli elementi di criticità del sistema portuale italiano, sintetizzabili in:

- la carenza di infrastrutture fisiche rispetto agli standard europei nonché servizi portuali, intesi in senso lato, non concorrenziali rispetto ai competitori in termini di costi e tempi;
- la graduale ma costante perdita di competitività del sistema portuale italiano nel *transshipment* rispetto ai *competitor* del Mediterraneo, dalla Spagna, il Marocco, Malta alla Grecia, con un conseguente calo del traffico dei porti di riferimento del settore;
- l'incremento delle quote di mercato dei sistemi portuali del Nord Europa rispetto ai flussi di traffico tra paesi extra-UE ed Italia, nonostante la maggiore vicinanza dei porti italiani rispetto ai mercati di destinazione di detti traffici, in ragione della maggiore efficienza

complessiva della catena del trasporto, dell'affidabilità nei tempi di consegna e, in ultima istanza, dei costi di trasporto che i porti del *Northern Range* sanno esprimere;

- la proliferazione del fenomeno dell'"individualismo portuale" inteso sia nel senso dell'omogeneizzazione funzionale che nella diffusione geografica dei porti italiani, a cui è conseguita la mancanza della possibilità di generare economie di scala nei porti;
- l'estrema perifericità della programmazione portuale, che ha inciso fortemente sul carattere "localistico" degli investimenti portuali, spesso slegati sia da analisi oggettive sui fabbisogni che dall'analisi comparata della pianificazione dei nodi portuali e logistici contigui.

Ciò premesso, in una visione onnicomprensiva del settore, assumono altresì rilievo le importanti potenzialità ed opportunità che il sistema portuale italiano può e deve saper cogliere, tra cui la possibilità di costituire il nuovo *gateway* meridionale europeo per le merci sulla rotta Far East-Europa con origine/destinazione l'Europa continentale, la Svizzera, l'Austria, la Baviera e in generale i Paesi privi di sbocco a mare (c.d. "*landlocked*") dell'Europa orientale (Sud della Polonia, Ungheria, Slovacchia e Repubblica Ceca in primo luogo) e dei Balcani, senza dimenticare le grandi opportunità di scambio per ciò che concerne la sponda settentrionale africana a beneficio della "piattaforma logistica" italiana.

In estrema sintesi, la competizione internazionale si basa sulla capacità dei porti nel garantire una piena accessibilità marittima, adeguate infrastrutture e *performance* nei terminal e, soprattutto, una capillare accessibilità terrestre in termini di connessioni ferroviarie e stradali da/per il porto, in un'ottica di catena logistica integrata *door-to-door* efficiente e sostenibile.

In tale contesto delineato dal PSNPL, che peraltro non si limita a fotografare lo scenario attuale, ma evidenzia altresì obiettivi, strategie ed azioni specifiche tese a rinforzare la competitività dell'intero sistema logistico italiano nel mercato globale, emerge con chiarezza la questione della reingegnerizzazione della *governance* portuale italiana al fine di eliminare, ovvero ridurre gradualmente, le criticità sopra esposte.

Ed in tal senso, la riforma della *governance* passa dalle parole chiave dell'efficientamento, della razionalizzazione, del coordinamento pianificatorio e programmatico degli investimenti del sistema portuale italiano.

Il Piano Regolatore di Sistema Portuale e le Linee Guida

Il Decreto Legislativo n° 169/2016 introduce all'art.6 **il nuovo strumento di pianificazione delle Autorità di Sistema Portuale: il Piano Regolatore di Sistema Portuale.**

La nuova norma, che novella l'art. 5 della legge n. 84, prevede che tale Piano delimiti e disegni l'ambito e l'assetto complessivo del porto, comprese le aree destinate alla produzione industriale,

all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, nonché le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate, prevedendo altresì, al comma 1 b), che il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, su proposta del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, predisponga **linee guida per la redazione dei piani regolatori di sistema portuale, delle varianti stralcio e degli adeguamenti tecnico funzionali**.

Le Linee Guida si inquadrano coerentemente:

- sia nel contesto della *Strategy Europe 2020* per una crescita sostenibile;
- sia nel quadro evolutivo disegnato dalle DG Regio e DG Mare nell'orizzonte 2030-2050 e dell'imminente *VII Cohesion Report 2017*.

Lo scopo, anche in tali strategie, è di rilanciare la competitività dei porti nazionali attraverso una nuova *capacity building* istituzionale e gestionale, a partire dai contesti nazionali.

Al fine di essere aderenti al contesto europeo ed internazionale, le politiche di pianificazione infrastrutturale nei porti nazionali possono trarre ispirazione anche dai seguenti documenti e scenari:

- linee guida europee:
 - ✓ *Coastal & Marine Union (EUCC)*;
 - ✓ *Position Paper for the Integration of Integrated Coastal Management (ICM)*;
 - ✓ *Marine Spatial Planning (MSP), 2014*,per il rafforzamento integrato della *Regional Maritime Policy* nel quadro della *Blue Growth*;
- risultati della Cooperazione portuale macro (UE) e interregionale regionale (IT);
- nuove funzionalità dei porti derivanti degli «accordi di Basilea» 1, 2, 3, in relazione agli scenari cognitivi e geopolitici sviluppati dagli obiettivi europei della Strategia Europa 2020 di crescita sostenibile, coesiva e inclusiva e della *Blue Growth*;
- *Spatial e Urban Planning* strategici, integrati e sistemici anche per le città e le aree vaste portuali con riferimento all'Agenda Urbana 2020 (Patto di Amsterdam 2016), al documento *Habitat III*, allo *The State of European Cities 2016. Cities leading the way to a better future* e al *Trends in EU Port Governance 2016*;
- Risultati *ESPON 2013 e 2020* con Particolare riferimento a: Progetto ESaTDOR *Territorial Dynamics in Europe Regions Integrating Land and Sea 2012*; *Regions Integrating Land and Sea 2013* (Observation n.8); *Territorial scenarios and vision for Europe ET2050 2014*.

I documenti sopra citati coniugano pianificazione strategica e pianificazione territoriale in uno scenario di medio-lungo periodo.

In questo quadro si inseriscono gli investimenti governativi di breve periodo, che riguardano non solo le aree portuali propriamente dette, ma anche le *city port* di varia dimensione e tipologia che le includono o con le quali si interfacciano.

A questo scopo, le linee guida ampliano e, in una certa misura innovano, i temi progettuali che il piano regolatore di sistema portuale dovrà affrontare, includendo quelli della rigenerazione urbana, dell'accessibilità integrata e intelligente, della sostenibilità e dell'inclusione, per il rilancio competitivo delle aree funzionali portuali anche nei loro rapporti con la c.d. "area vasta" (Large Urban Zone - LUZ; Large Metropolitan Areas - LUA), alla luce dei principi di coesione sociale ed economica.

In questo contesto, le linee guida offrono orientamenti utili a sviluppare una nuova *governance* della portualità, integrando nel PRdSP più strumenti innovativi, tra i quali le valutazioni *ex ante* ed *ex post* delle azioni di piano, gli indirizzi metodologici per la gestione ed il monitoraggio energetico ed ambientale del porto, la raccomandata implementazione dei tematismi di piano in ambiente GIS.

Tutto ciò tenendo conto, prospetticamente e in quadro geografico politico in evoluzione, delle dinamiche metodologiche che accompagnano i nuovi processi di pianificazione strategica e sistemica e la loro integrazione nel quadro delle numerose strategie macro-regionali che vedono la partecipazione dell'Italia, anche in termini di implementazione e di efficiente adeguamento dei vigenti strumenti di pianificazione.

Aspetti di area vasta: logistica, retroportualità e infrastrutture di collegamento

Il nuovo approccio al tema della logistica introdotto con gli strumenti di livello europeo e nazionale richiede una particolare attenzione ad ambiti territoriali che si collocano a livello intermedio tra quello nazionale e quello locale.

Sono gli ambiti di area vasta interessati dai Sistemi Portuali e dalle aree logistiche *inland* di riferimento, che comprendono centri intermodali di rilancio e reti infrastrutturali di connessione tra porti e retroporti; tali ambiti spesso travalicano i limiti amministrativi (siano essi regionali, provinciali o comunali o legati alle competenze delle Autorità di Sistema Portuale) e coinvolgono territori di più Regioni.

Il Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL) individua, tra i propri obiettivi strategici, "*l'istituzione sul territorio nazionale di **ambiti logistici di area vasta**, anche interregionali, costituiti (...) da tutti i soggetti pubblici e privati che partecipano al loro sviluppo*", prendendo in considerazione tutti gli attori che svolgono funzioni fondamentali per lo sviluppo della filiera logistica, includendo quindi anche i gestori dei nodi logistici e le aziende nazionali competenti in materia di infrastrutture ferroviarie, stradali ed autostradali.

L'art. 11-ter della legge 28 gennaio 1994, n. 84 (introdotto dall'art 14 del D.Lgs. 169/2016) istituisce la Conferenza nazionale di coordinamento delle AdSP, ed al comma 3 prevede che "*nell'ambito delle attività cui è preposta la Conferenza nazionale di Coordinamento delle AdSP, ai sensi dell'articolo 4 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, in sede di Conferenza Stato-Regioni, è definito e approvato un **Accordo quadro nazionale volto a integrare l'esercizio delle***

rispettive competenze e sostenere attività di interesse comune in materia di sviluppo logistico di area vasta a supporto del sistema delle AdSP, in ambiti territoriali omogenei, anche interregionali, per il coordinamento delle politiche di sviluppo della portualità in connessione con le altre reti di trasporto su ferro, su gomma e aeree, anche ai fini delle loro integrazioni ai Corridoi europei e alle rotte del commercio internazionale.”

Il documento strategico *“Connettere l’Italia – Strategia per le infrastrutture di trasporto e logistica”* (DS Connettere l’Italia), che fa riferimento all’Allegato Infrastrutture al Documento di Economia e Finanza (DEF) dell’aprile 2016, evidenzia gli obiettivi strategici che costituiranno linee guida per la redazione del Piano Generale dei Trasporti e della Logistica (PGTL) ed orienteranno le scelte del Documento Pluriennale di Programmazione (DPP) per quanto riguarda gli interventi infrastrutturali; esso individua alcune strategie, relativamente allo sviluppo della filiera logistica, tra le quali riveste un ruolo di primo piano il puntare su *“infrastrutture utili, snelle e condivise”* e su forme di *“integrazione modale e intermodalità”* che richiedono conseguentemente il miglioramento delle catene logistiche di collegamento tra porti e retroporti, con particolare riferimento al trasporto ferroviario intermodale.

A sua volta il Discussion Paper varato dalla Struttura Tecnica di Missione del Governo inerente *“Politiche per il rilancio del Trasporto ferroviario delle merci – Intermodalità, collegamenti tra interporti, porti e piattaforme logistiche”*, suggerisce di *“applicare anche a interporti e piattaforme logistiche e intermodali una logica di dimensione sovra-territoriale”* e di riprendere il concetto, già introdotto in precedenti atti di programmazione, di *“Piattaforme Logistiche Territoriali, intese come il complesso di infrastrutture e servizi presenti su un territorio interregionale destinato a svolgere funzioni connettive di valore strategico per il territorio nazionale”*, evidenziando tuttavia che è necessario *“collegare questa evoluzione, importante in particolare sotto il profilo della governance, anche alla riforma dei porti”* (che al momento della pubblicazione del Discussion Paper era ancora in fase di studio).

Le sopra richiamate ipotesi di sviluppo sono del resto coerenti con il nuovo contesto geo-economico che si sta realizzando da un lato con l'apertura dei valichi alpini e dall' altro con il raddoppio del Canale di Suez, che rappresentano una grande opportunità per il sistema logistico italiano, ma che richiedono, per poter competere con i grandi cluster logistici del nord Europa, da un lato la prosecuzione della politica di investimenti per opere strategiche e il completamento dei corridoi europei, dall’altro l’implementazione di una governance di sistema che aumenti le capacità competitive a livello internazionale delle catene logistiche locali.

L’attenzione va quindi rivolta ad un sistema complesso, costituito dai porti e dai sistemi portuali, dai retroporti, interporti e piattaforme logistiche territoriali di riferimento e dai collegamenti intermodali tra essi, necessari a rendere funzionale l’ambito logistico nel complesso, perseguendo un’ottica di ottimizzazione degli investimenti e di efficienza delle strutture esistenti e programmate attraverso l’integrazione e lo sviluppo di sinergie di sistema.

In questa cornice, traguardando anche le prospettive di sviluppo perseguite dall’Unione Europea, rivolte verso modalità più efficienti e meno inquinanti, il trasporto ferroviario delle merci, *in primis*

quello intermodale, è parte fondamentale del sistema di trasporto merci e della logistica nazionale. Sotto questo punto di vista la ferrovia può svolgere un ruolo importante nel decongestionamento dei porti attraverso opportune connessioni con i retroporti, per cui un piano di azione strategico in ambito portuale non può essere elaborato senza un ragionamento complessivo sulle connessioni ferroviarie e sulle prestazioni delle direttrici infrastrutturali di connessione del porto, che tenga conto peraltro degli standard previsti sui corridoi europei.

Sono inoltre indubbi i vantaggi che potrebbe portare in termini operativi una pianificazione estesa all'intera area logistica in termini di progettazione integrata degli interventi infrastrutturali volti alla risoluzione di *bottleneck* nell'ultimo miglio ferroviario, all'integrazione e standardizzazione delle ICT di sistema, ed anche in termini di progettazione e realizzazione di interventi per l'implementazione di corridoi doganali e di integrazione della promozione e del marketing territoriale.

Lo stesso Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica suggerisce infatti *“la possibilità di estendere alle aree retroportuali di ciascun Distretto Logistico i regimi fiscali e doganali applicati ai porti del medesimo distretto”*, anche al fine di poter allocare fuori dalle aree governate direttamente dalle AdSP alcune attività, attualmente eseguite all'interno dei sedimi portuali, attraverso l'istituzione di appositi corridoi doganali controllati.

Partendo dalle considerazioni sopra evidenziate, si ritiene sia opportuno prendere in considerazione un livello/scala territoriale che consenta di pianificare e programmare lo sviluppo di sistemi logistici integrati e complessi che comprendono i porti, i retroporti o inland terminal di riferimento e le relative infrastrutture di connessione, ferroviarie, stradali ed autostradali, nell'ottica di una ottimizzazione delle attività e delle funzioni, anche in ambito di controlli doganali, a livello di Distretto Logistico.

In tale ambito potranno quindi essere esaminate le infrastrutture puntuali e lineari appartenenti al sistema, evidenziati i colli di bottiglia strutturali e/o tecnologici e/o di altra natura esistenti ed individuate le soluzioni e/o le sinergie da porre in atto per risolvere le problematiche emerse a livello di distretto logistico integrato.

Considerato che, allo stato attuale, un ambito di pianificazione di questo livello non è previsto dalle norme vigenti, si propone di porre le basi per prevedere forme di coordinamento delle politiche e degli strumenti di pianificazione e programmazione tali da permettere lo sviluppo ed il potenziamento di cluster logistici integrati che consentano l'attivazione di sinergie operative ed una migliore gestione delle risorse a disposizione ai vari livelli, coinvolgendo le Regioni, gli Enti Locali, i soggetti gestori di porti e retroporti e le aziende nazionali che gestiscono le reti infrastrutturali.

Il coinvolgimento delle Regioni e degli Enti locali di area vasta è importante per le funzioni loro attribuite in termini di pianificazione e governo del territorio e per le indicazioni che possono dare, in coerenza con gli strumenti di pianificazione sovraordinati, attraverso i piani dei trasporti ed i

relativi piani di attuazione settoriali, nelle materie riguardanti la logistica e le infrastrutture di supporto.

Quanto sopra, e quanto segue, fatte salve in ogni caso realtà territoriali peculiari caratterizzate da sistemi portuali ed interportuali integrati, localizzati in prossimità di Paesi del Centro ed Est Europa ed al servizio anche di tali mercati.

Quindi, appare auspicabile che a questo livello territoriale, integrando l'esercizio delle proprie competenze istituzionali con quelle del governo nazionale, sia dato particolare impulso ai seguenti aspetti:

- a) promozione delle catene logistiche dei porti-corridoio anche attraverso accordi di partenariato fra sistemi portuali e gestori di piattaforme logistiche, al fine di incrementare e rendere più competitivi i flussi di trasporto;
- b) rafforzamento dell'integrazione tra i vari componenti della filiera logistica attraverso progetti integrati di sviluppo infrastrutturale, organizzativo, e la condivisione di piattaforme ICT comuni con lo scopo di ottimizzare le prestazioni del sistema logistico;
- c) adozione di strategie finalizzate alla riduzione degli impatti ambientali generati dalle attività di trasporto attraverso l'integrazione modale, il miglioramento dei "load factor" e l'uso di tecnologie sostenibili, nonché la promozione del trasporto intermodale, in specie marittimo e ferroviario;
- d) promozione della razionalizzazione dell'uso del territorio e adozione di iniziative di marketing territoriale volte a valorizzare l'offerta di servizi ed infrastrutture sia per quanto riguarda i mercati globali, sia per quanto riguarda le imprese sul territorio;
- e) condivisione della regia del sistema logistico su area vasta e predisposizione di progetti integrati per la soluzione dei principali "colli di bottiglia" delle reti;
- f) promozione degli interventi infrastrutturali necessari per il funzionamento del sistema logistico da proporre per l'inserimento nelle programmazioni settoriali territoriali e, previo accordo con il Governo, nei contratti di programma dei gestori delle infrastrutture nazionali;
- g) sviluppo, in collaborazione con l'Agenzia delle Dogane, dei "fast corridors" ferroviari e/o su vie navigabili tra porti ed interporti.

Pertanto, si ritiene opportuno che di tale livello di pianificazione/programmazione di area vasta, finalizzato a consentire la migliore operatività ed efficienza dei distretti logistici e a cui la AdSP sono necessariamente chiamate a fornire il loro apporto fondamentale, si tenga debitamente conto nella redazione dei Piani Regolatori di Sistema Portuale.

Ciò al fine di recepirne le indicazioni e, conseguentemente, di realizzare ed esaltare le sinergie definite a livello di distretto logistico.

I.2 Gli elementi di novità della riforma della legislazione portuale in tema di pianificazione

Il D.Lgs. n. 169/2016 innova profondamente le modalità di pianificazione portuale: dal piano regolatore del singolo porto (PRP) al piano regolatore di sistema portuale (PRdSP).

Non si tratta, ovviamente, della “somma aritmetica” dei contenuti delle pianificazioni dei singoli porti facenti parte del sistema. Ne deriverebbe una operazione di facciata che non coglierebbe lo spirito della riforma.

Si tratta, piuttosto, della necessità di una coerente declinazione dei principi di pianificazione con riferimento ai c.d. “*gateway multiportuali*”, cioè della esigenza di una pianificazione che individui strategie integrate di sviluppo infrastrutturale e funzionale di un sistema di porti a fronte di “obiettivi di sistema” preliminarmente tralasciati.

L’effettiva (e non formale) integrazione delle distinte pianificazioni portuali in una pianificazione integrata di sistema, pertanto, costituisce un’attività con contenuti strategici del tutto innovativi rispetto al PRP.

Ne discendono coerentemente nuove metodologie di formazione del piano, come sarà puntualmente messo in luce nei paragrafi che seguono.

Preme rilevare sin d’ora che il legislatore, con l’istituzione della “Conferenza nazionale di coordinamento delle AdSP” di cui all’art. 11-ter del D.Lgs. n. 169/2016, ha inteso esplicitamente individuare una fase necessariamente propedeutica alla pianificazione dei 15 sistemi portuali. Recita infatti il comma 1 del precitato art. 11-ter:

*1. Presso il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e' istituita la Conferenza nazionale di coordinamento delle AdSP, con il **compito di coordinare e armonizzare, a livello nazionale, le scelte strategiche che attengono i grandi investimenti infrastrutturali, le scelte di pianificazione urbanistica in ambito portuale, le strategie di attuazione delle politiche concessorie del demanio marittimo, nonché le strategie di marketing e promozione sui mercati internazionali del sistema portuale nazionale, operando, altresì, la verifica dei piani di sviluppo portuale, attraverso specifiche relazioni predisposte dalle singole AdSP.** La Conferenza e' presieduta dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, ed e' composta dai Presidenti delle AdSP e da due rappresentanti della Conferenza Unificata. Il Ministro, con proprio decreto, può nominare un esperto, avente comprovata esperienza e qualificazione professionali nei settori dell'economia dei trasporti e portuale, con compiti di supporto (...).*

Pertanto, la Conferenza nazionale:

- coordina ed armonizza le scelte di pianificazione portuale, cioè provvede alla concertata **preliminare identificazione delle macro-vocazioni di ciascun sistema portuale**, alla luce di una ragionata e coordinata ripartizione del fabbisogno infrastrutturale e funzionale del “Sistema Italia” in un assegnato orizzonte temporale. Da ciò, pertanto, discendono obiettivi generali

della pianificazione del sistema portuale, ai quali ciascuna AdSP potrà aggiungere, se non contrastanti con essi, specifici obiettivi derivanti dalla analisi del contesto locale;

- provvede alla **verifica della progressiva attuazione degli interventi/azioni previsti dalle adottate strategie di piano**, cioè di quelle strategie (di natura infrastrutturale e funzionale) che perseguono gli obiettivi di ciascun PRdSP. Ciò nello spirito di un monitoraggio delle “*performance*” degli interventi/azioni di piano, vero e proprio momento di valutazione “*ex post*”.

Premesso quanto sopra, si osserva tuttavia che il legislatore, nell’individuare all’art. 6 del D.Lgs. n. 169/2016 le caratteristiche generali del piano regolatore di sistema portuale, ha utilizzato, di fatto, la stessa definizione, già preliminarmente introdotta, con la quale la Legge n. 84/1994 ha introdotto il PRP:

“Nei porti ricompresi nelle circoscrizioni territoriali di cui all'articolo 6, comma 1, l'ambito e l'assetto complessivo dei porti costituenti il sistema, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore di sistema portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate”.

Ciò non deve condurre a interpretazioni che non colgano appieno lo spirito innovatore della riforma riguardo la pianificazione portuale. Anche se la definizione di PRdSP, sotto un profilo squisitamente formale, è la stessa di prima, **completamente mutato è l’oggetto della pianificazione e il contesto normativo nel quale esso è collocato.**

Né va sottaciuto il fatto che, accanto al PRdSP, il legislatore ha introdotto “*ex novo*” altri due strumenti di pianificazione portuale, come meglio illustrato nel paragrafo che segue.

I.3 I tre differenti strumenti di pianificazione portuale

Oltre al PRdSP, il legislatore ha introdotto:

- la **variante-stralcio** (VS) del singolo porto facente parte del sistema portuale;
- l’**adeguamento tecnico funzionale** (ATF), anch’esso relativo al singolo porto del sistema, previsto nei casi in cui le modifiche introdotte “*non alterano in modo sostanziale la struttura del piano regolatore di sistema portuale in termini di obiettivi, scelte strategiche e caratterizzazione funzionale delle aree portuali*”.

Ora, mentre la variante-stralcio rappresenta un istituto del tutto nuovo, l’adeguamento tecnico funzionale costituisce la “*cristallizzazione*” in norma di una prassi tecnico-amministrativa che ha trovato indirizzo procedimentale sin dal voto n. 44/1999 dell’Assemblea Generale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, per poi definitivamente consolidarsi con il voto n. 93/2009 della medesima Assemblea Generale del massimo organo tecnico consultivo dello Stato.

La “ratio” che ha permeato prima l’attività di indirizzo del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici e poi quella del legislatore, risponde al ragionevole **criterio di proporzionalità** tra entità e qualità delle modifiche introdotte nel piano e “pesantezza” del correlato iter procedimentale approvativo.

Ciò conduce ad innegabili **semplificazioni** della procedura amministrativa nei casi della variante-stralcio e, soprattutto, nel caso dell’adeguamento tecnico funzionale, come sarà puntualmente messo in luce nei paragrafi che seguono.

In questa sede, preme piuttosto proporre uno schema (Fig. I-1) che ha lo scopo di riassumere, sotto il profilo concettuale, il **dominio delle fattispecie** che si possono presentare allorquando si debba pervenire a modifiche del PRdSP vigente.

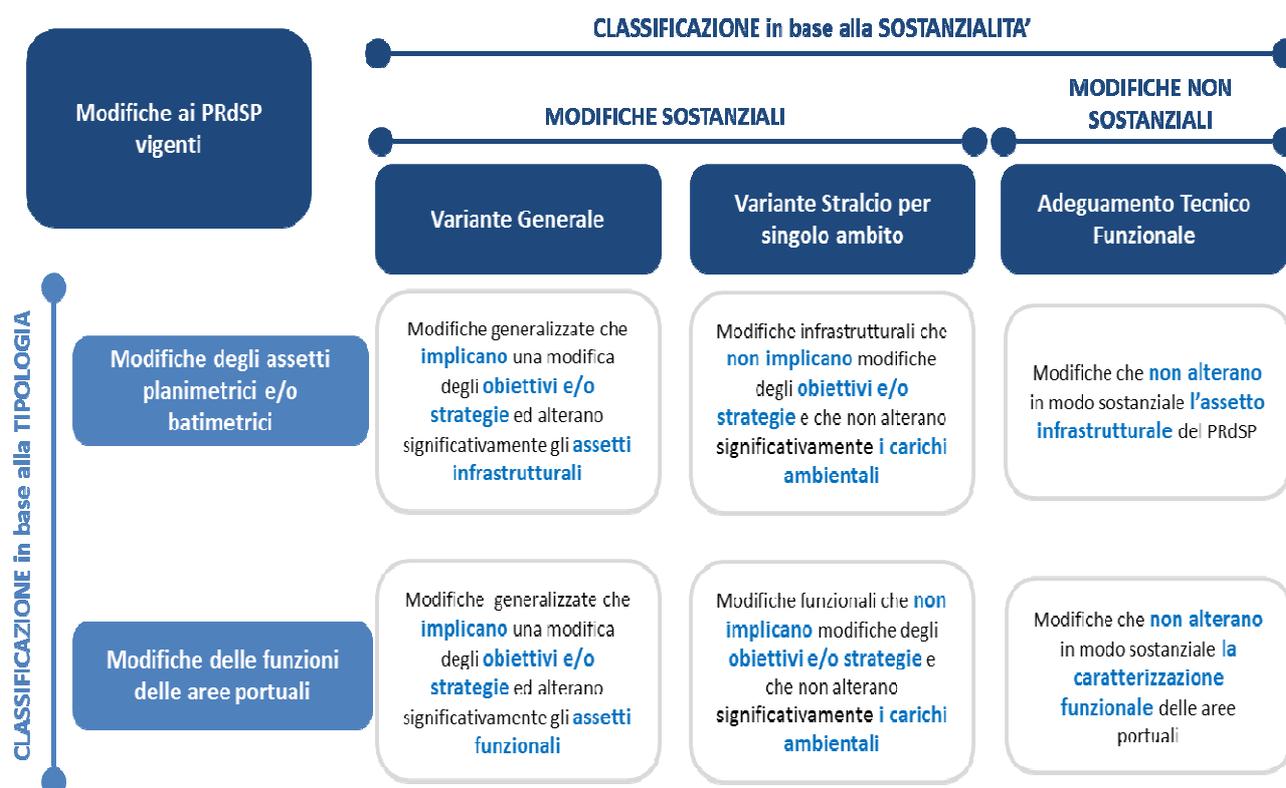


Fig. I-1

Anche in questo caso, osservazioni specifiche saranno presentate più avanti nel testo. Quello che può evidenziarsi, da subito, è che sia la variante-stralcio che l’adeguamento tecnico funzionale non possono condurre a modifiche delle strategie di perseguimento degli obiettivi di PRdSP né, a maggior ragione, a modifiche degli obiettivi medesimi.

L’adeguamento tecnico funzionale, inoltre, può solo introdurre, a strategie di piano immutate, modifiche non sostanziali agli assetti plano-batimetrici e funzionali del singolo porto facente parte del PRdSP.

I.4 La fase transitoria della riforma in tema di pianificazione

Portare “a regime” il composito sistema della pianificazione dei porti nazionali impone tutta una serie di attività necessariamente propedeutiche.

Tra esse, quelle della Conferenza Nazionale che, come già evidenziato, concorrono alla definizione concertata delle macro vocazioni dei distinti sistemi portuali, condizione preliminare alla redazione del Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP) e, successivamente, del PRdSP.

Nel mentre, è possibile portare ad approvazione i “vecchi” PRP nel caso in cui sia soddisfatta la condizione espressa dall’art. 22 comma 6 del D.Lgs. n. 169/2016:

*“Nei porti di cui all'articolo 6, comma 1, della legge n. 84 del 1994, nei quali è istituita l'AdSP, i piani regolatori portuali che **siano già stati adottati dal comitato portuale alla data di entrata in vigore del presente decreto**, sono approvati nel rispetto della normativa vigente al momento della loro adozione”.*

Un'altra norma transitoria, di notevole importanza concettuale, riguarda le modalità di valutazione dei “primi” PRdSP, secondo quanto previsto dall’art. 22 comma 7 del D.Lgs. n. 169/2016:

*“In sede di prima applicazione, ai fini dell'approvazione del piano regolatore di sistema portuale, il Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici e l'autorità competente per la VAS **esprimono le proprie valutazioni esclusivamente sugli elementi e contenuti di piano che risultano integrativi o modificativi rispetto alle previsioni dei piani regolatori dei porti** ricadenti all'interno della autorità di sistema portuale, purché detti piani siano stati approvati a seguito di valutazione ambientale strategica o di valutazione di impatto ambientale”.*

Il principio introdotto dalla norma è quello di stabilire modalità di valutazione “marginale” sui contenuti di PRdSP.

Ora, mentre la “parte sistemica” del PRdSP è del tutto nuova (e come tale occorre che sia valutata nella sua interezza) lo stesso non può dirsi dei contenuti di pianificazione relativi ai singoli porti facenti parte del sistema.

Nel caso di PRP approvati dopo l’emanazione della Legge n. 84/1994 (e pertanto inclusivi di valutazione ambientale), è del tutto evidente che la valutazione tecnica ed ambientale del PRdSP non può che essere riferita agli **elementi di novità** insiti nei contenuti di piano relativi ai singoli porti del sistema, senza che siano interamente ridiscussi i contenuti dei PRP medesimi.

Se da un lato la precisazione del legislatore può sembrare apparentemente non necessaria, dall’altro va accolta come un esplicito quanto opportuno richiamo ai generali principi di razionalizzazione e di speditezza dell’azione amministrativa.

In conclusione di paragrafo, una necessaria precisazione: mentre la variante-stralcio ha ragione di essere solo successivamente alla approvazione dei “primi” PRdSP, l’adeguamento tecnico funzionale può essere proposto anche nelle more della redazione del PRdSP medesimo.

In tal caso, l’ATF può anche svolgere un utile ruolo “anticipatorio” di contenuti (sempre in termini di modifiche non sostanziali) che saranno poi successivamente veicolati nel PRdSP.

I.5 Dalle Linee Guida 2004 alle Linee Guida 2017

Il primo grande elemento di novità risiede nel fatto che le Linee Guida 2017 sono emanate non già in funzione di una condivisibile necessità di indirizzare le attività delle AdSP in tema di pianificazione, ma in forza di una esplicita previsione normativa in tal senso.

Recita, infatti, il già richiamato art. 6 comma 1 lettera b) del D.Lgs. n.169/2016:

“Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, su proposta del Consiglio superiore dei lavori pubblici, entro il 30 novembre 2016, predispone apposite linee guida per la redazione dei piani regolatori di sistema portuale, delle varianti stralcio e degli adeguamenti tecnico funzionali”.

Ne deriva una formale (e non solo sostanziale) natura di **provvedimento attuativo e di indirizzo** rispetto alla fonte normativa di rango superiore.

Le Linee Guida 2017 sono il risultato di un profondo processo di evoluzione delle Linee Guida 2004 alla luce:

- della evoluzione della normativa di settore, inclusiva di quella ambientale;
- della esperienza acquisita attraverso i numerosi “casi di studio” in tema di PRP, che hanno evidenziato aspetti e criticità non identificabili a priori;
- della necessità di adeguare metodi e principi a nuovi “oggetti” di pianificazione portuale.

Questo processo ha condotto, da un lato, alla conferma di contenuti ritenuti del tutto applicabili anche nel caso dei PRdSP, dall’altro ha prodotto contenuti fortemente innovativi, alla luce delle osservazioni sopra riportate.

Tra i principali “**contenuti invariati**”, si rammentano:

- il **lessico** con il quale sono identificati gli attributi di piano (ambito, assetto, porto operativo, area di sovrapposizione città-porto, affacci, innesti...);
- la **semantica** associata alle predette espressioni lessicali;
- il **processo metodologico** di formazione del piano, nel quale le strategie (con gli associati interventi/azioni) rappresentano gli strumenti per perseguire gli obiettivi di piano;

- il “composito” principio di **flessibilità** dell’atto di pianificazione (il “dominio di flessibilità” a tre dimensioni):
 - ✓ flessibilità nell’**assetto piano-batimetrico**;
 - ✓ flessibilità negli usi delle aree portuali attraverso la individuazione, laddove possibile, di “**famiglie di destinazione d’uso**” tra loro compatibili sotto il profilo tecnico ed ambientale;
 - ✓ flessibilità per il successivo sviluppo della progettazione dei singoli interventi sottesi dalle previsioni di piano, con la sola indicazione, nelle norme tecniche di attuazione, dei requisiti prestazionali (tecnici, ambientali, funzionali...) che dovranno essere traguardati dai progetti. Ciò secondo l’immutato principio secondo il quale “**il piano non progetta**” ma **indirizza la progettazione**;
- la ricerca di un **approccio integrato** alla pianificazione, con particolare riferimento agli aspetti **tecnici** ed **ambientali**, sin dal momento della identificazione degli obiettivi;
- la definizione del **prodotto**, con indicazione di un **elenco-tipo** di elaborati componenti l’atto di pianificazione (da adattare caso per caso);
- l’elencazione di accreditati **standard tecnici** nel settore della ingegneria marittima, ai quali fare riferimento per il dimensionamento geometrico e funzionale degli elementi costitutivi dell’atto di pianificazione, con particolare riferimento al *lay-out* delle opere esterne ed interne e ai requisiti funzionali dei terminali portuali.

Tra i principali “**contenuti innovativi**”, si evidenziano:

- i **contenuti di “sistema”** del PRdSP, con riferimento anche a quelli afferenti agli aspetti trasportistici e logistici;
- l’inquadramento della pianificazione portuale nella **cornice internazionale, europea e nazionale** (PSNPL);
- l’evidenziazione del **ruolo strategico della Conferenza Nazionale**, sia in fase prodromica alla pianificazione, sia in fase di “sportello istituzionale” che in quella di valutazione “*ex post*” degli interventi infrastrutturali sottesi dall’atto di pianificazione;
- l’indirizzo metodologico per i contenuti ambientali dell’atto di pianificazione, alla luce della **sopravvenuta legislazione ambientale in materia di VAS**;
- l’aver mutuato ed adattato, per le evidenti analogie concettuali, i **principi metodologici del D.Lgs. 228/2011** in materia di “*valutazione degli investimenti relativi ad opere pubbliche*”;
- l’introduzione del “**Documento di Indirizzo della Pianificazione**” (DIP), in analogia concettuale con il documento di indirizzo della progettazione (proprio della vigente normativa sui contratti pubblici di lavori);

- un maggior dettaglio riguardo i **contenuti tecnici specialistici del PRdSP**, anche con riferimento agli aspetti energetico-ambientali, agli aspetti di “*security*” e al ruolo dei simulatori nautici nella verifica di funzionalità del *lay-out* portuale in termini di accessibilità navale;
- un significativo **aggiornamento degli standard tecnici** di settore;
- introduzione di **allegati tecnici** per la definizioni di contenuti non afferenti alle Linee Guida in senso stretto, ma comunque relativi al contesto entro il quale opera l’atto di pianificazione portuale.

PARTE II – ASPETTI GENERALI E DI CONTESTO DELLA PIANIFICAZIONE PORTUALE

II.1 Il processo metodologico della pianificazione portuale

La nuova pianificazione di sistema portuale che consegue dalla lettura combinata delle disposizioni normative contenute nel D.Lgs. 169/2016 è rappresentata nella Fig. II-1 che segue.

Il punto di partenza per il pianificatore portuale è un input “esogeno”, vale a dire la definizione della macro vocazione del sistema portuale in coerenza con il disegno strategico nazionale concordato/concertato (e non imposto “dall’alto”) in seno alla Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema Portuale.

La definizione dell’ambito vocazionale ovvero macro funzionale dell’intero sistema portuale non è tuttavia l’unico condizionamento esterno al processo pianificatorio dell’Autorità di Sistema Portuale.

Insistono, infatti, tutta una serie di indirizzi politici e normativi, di obiettivi, modelli e principi di *governance* vigenti a livello europeo, nazionale e locale che, contemporaneamente, indirizzano e condizionano il processo pianificatorio stesso.

Da qui si innesta il processo di pianificazione che, attraverso il Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP) e, successivamente, con la redazione del Piano Regolatore di Sistema Portuale, perviene alla definizione dell’assetto infrastrutturale e funzionale secondo l’**approccio metodologico “obiettivi – strategie – azioni”, vera e propria sequenza concettuale che permea le Linee Guida.**

La rappresentazione grafica che segue (Fig. II-1) illustra il processo metodologico nel suo insieme, evidenziando anche l’introduzione della valutazione **ex-ante** nella fase di confronto tra strategie di piano alternative nonché la valutazione **ex-post** nella fase di monitoraggio degli interventi.

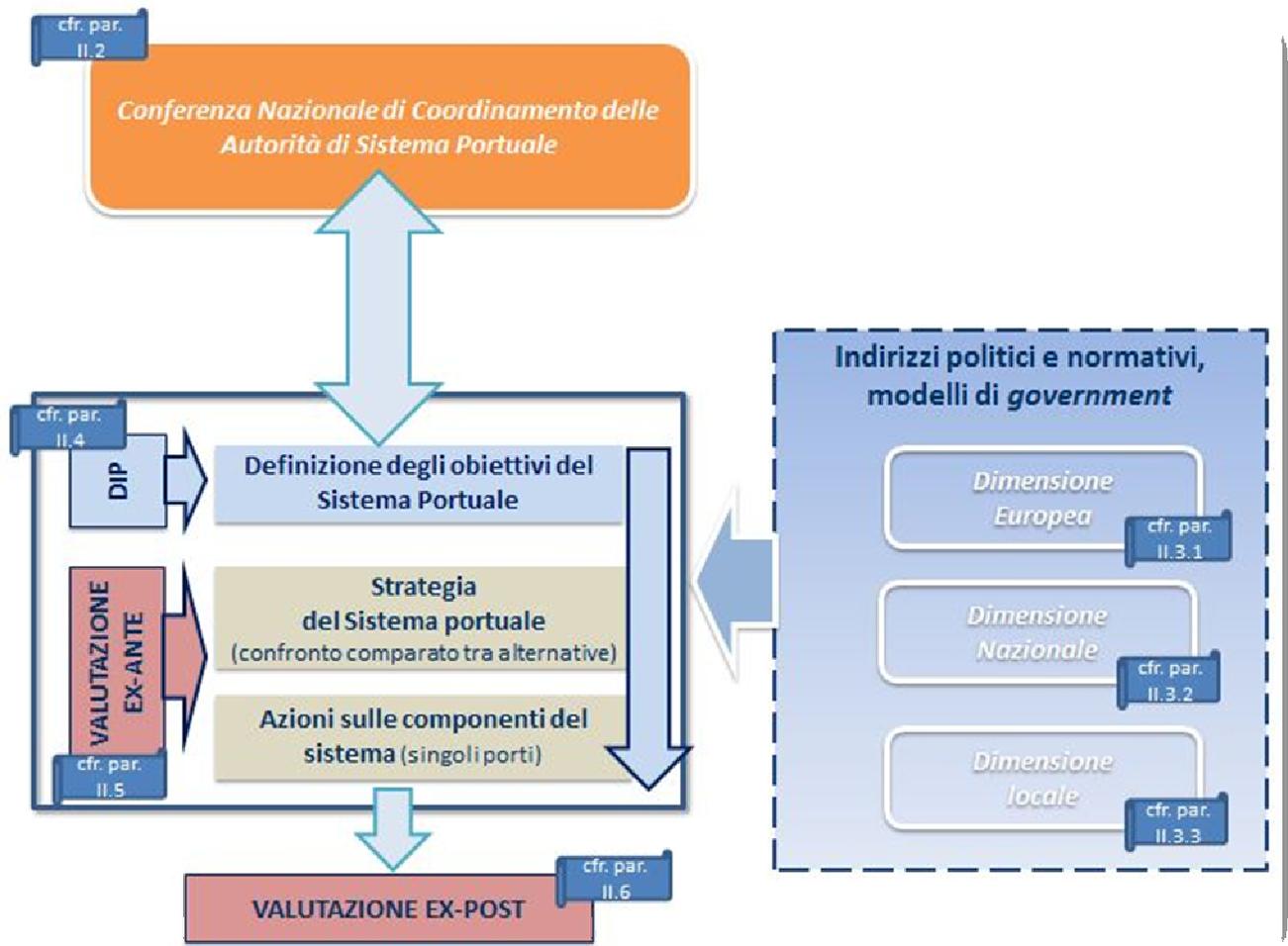


Fig. II-1- Rappresentazione grafica del processo metodologico della pianificazione portuale

II.2 La Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema Portuale

La Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema Portuale, ai sensi della previsione dell’art. 14 comma 1 D.Lgs. 169/2016 come ricordato in premessa, ha compiti di coordinamento ed armonizzazione, a livello nazionale, delle *“scelte strategiche che attengono i grandi investimenti infrastrutturali, le scelte di pianificazione urbanistica in ambito portuale, le strategie di attuazione delle politiche concessorie del demanio marittimo, nonché le strategie di marketing e promozione sui mercati internazionali del sistema portuale nazionale, operando, altresì, la verifica dei piani di sviluppo portuale”*.

Le presenti Linee Guida si pongono esclusivamente l’obiettivo di proporre una ipotesi di processo metodologico che la stessa Conferenza nazionale potrà eventualmente applicare nella propria attività di coordinamento ed armonizzazione delle scelte di pianificazione in ambito portuale (Fig. II-2).



Fig. II-2 - Rappresentazione grafica della proposta metodologica per il coordinamento e l'armonizzazione della pianificazione portuale ad opera della Conferenza Nazionale

Dal punto di vista metodologico, si propone un processo condiviso tra gli attori della Conferenza teso ad identificare in modo concertativo le vocazioni portuali per macro aree geografiche, definendo così anche gli elementi di base per lo sviluppo di un piano regolatore della portualità nazionale.

Tenuto conto di tale obiettivo, il processo potrebbe partire dalla ricognizione dello stato di attuazione degli attuali piani regolatori portuali vigenti, anche attraverso l'analisi dell'offerta infrastrutturale attuale, i livelli di servizio ed il livello di accessibilità offerto per ogni singolo porto.

Dal confronto tra offerta e domanda in ciascun ambito portuale, da cui potrebbero emergere *deficit* di capacità rispetto alla domanda attuale o anche ambiti territoriali che presentano elementi di criticità rispetto agli obiettivi strategici della politica nazionale ed europea, ciascuna Autorità di Sistema Portuale può presentare in sede di Conferenza prime proposte di ridefinizione dei contenuti di piano, in un'unica visione strategica "allargata" ai porti del sistema.

Partendo dalle esigenze e dalle preliminari proposte delle AdSP potranno essere individuati **scenari futuri di analisi** (ad es. scenario tendenziale di riferimento, scenario di crescita alta...) con l'utilizzo di modelli demografici e macroeconomici di previsione, che possano conseguentemente definire lo sviluppo della domanda su scala nazionale.

Tali previsioni potranno essere corredate da analisi di sensitività rispetto alla variazione degli indicatori demografici (ad esempio: la crescita della popolazione, la distribuzione degli occupati...) e macroeconomici (ad esempio: variazioni di PIL, Import/Export, consumi...), tenendo conto del relativo impatto sulle previsioni della domanda di merci e di mobilità dei passeggeri.

Dal confronto tra la domanda prevista con le capacità dei relativi elementi di offerta, la Conferenza, dopo un esercizio di analisi e di successiva sintesi delle preliminari proposte pervenute dalle AdSP, potrà proporre dei tavoli di concertazione tra aree geografiche omogenee, nei quali si possa conclusivamente pervenire alla definizione delle macro vocazioni funzionali di ciascun sistema portuale.

II.3 Gli indirizzi politici e normativi: obiettivi e modelli di governance

II.3.1 La dimensione europea nel contesto internazionale

Il quadro europeo dei traffici commerciali mondiali mostra una concentrazione geografica nei grandi *hub* portuali internazionali¹ con particolare riferimento ai porti del Northern Range².

In questo contesto il Mediterraneo ha assunto una nuova rilevanza, grazie al recente raddoppio del Canale di Suez³, dove l'Italia è il primo paese per trasporto di merci in *Short Sea Shipping* (trasporto a corto raggio) e primo in Europa per traffici marittimi gestiti⁴; rilanciando il tema della competitività del sistema portuale italiano nello scenario del commercio internazionale e della pianificazione europea dei trasporti.

¹ Al 2014 su 3,8 miliardi di tonnellate di merci due terzi, circa 2,5 miliardi, sono transitati nei 79 porti core della rete TEN-T.

² Da Amburgo a Le Havre 1,1 miliardi di tonnellate movimentato, circa il 29% del totale through put europeo. Fonte: "Motorways of the Sea: Detailed Implementation Plan", p. 21, DG Move, Luglio 2017

³ I porti mediterranei (UE e non UE) movimentano quasi 2 miliardi di Ton con un incremento del traffico navale merci del 124% fra 2000 e 2015.

⁴ 240 mln di tonnellate di merci trasportate nel Mediterraneo e nel Mar Nero e 473 mln di tonnellate di merci e 10,2 mln di TEU movimentati. Fonte SRM "Italian Maritime Economy" 3° Edizione Giugno 2016

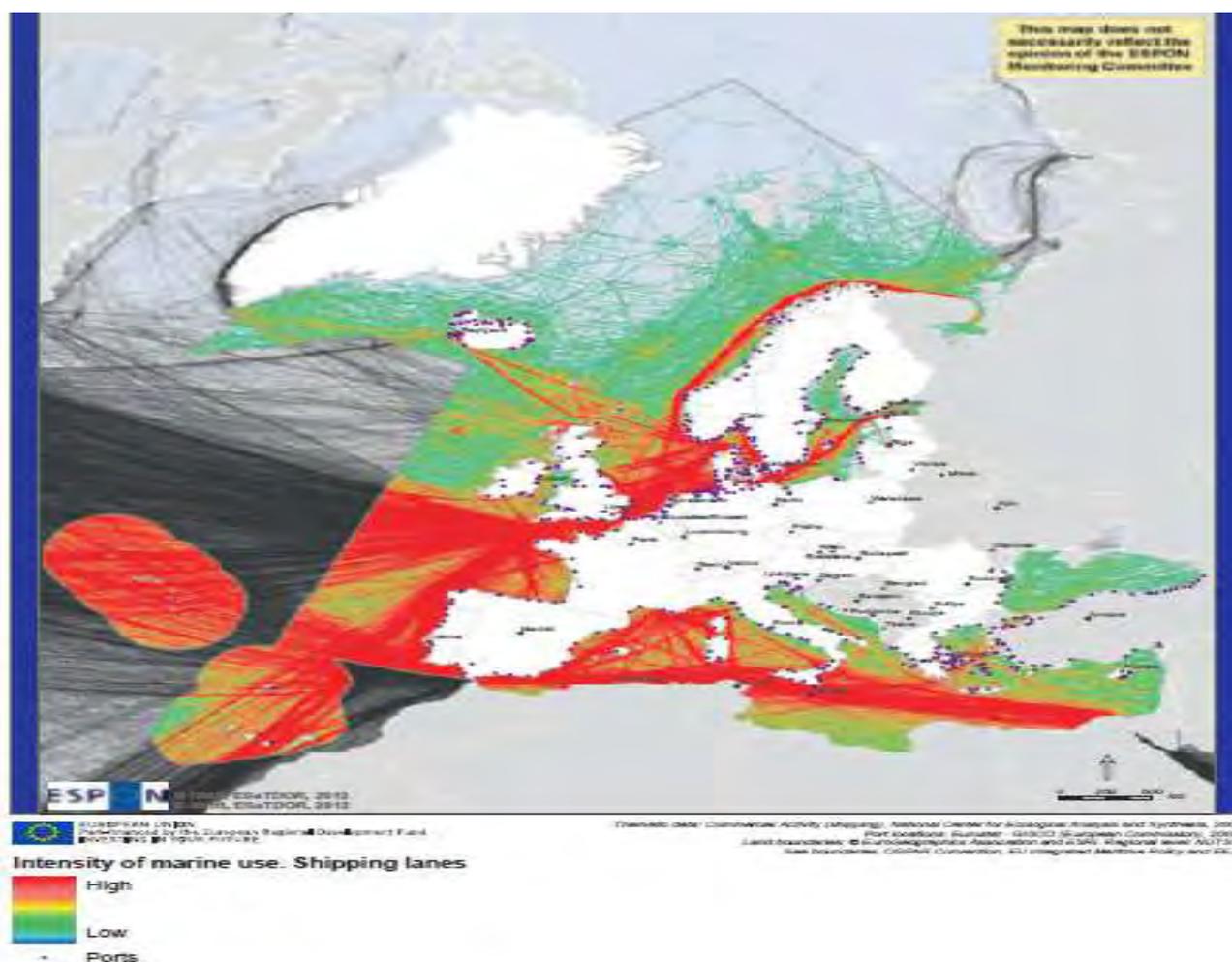


Fig. II-3 – Intensità dei flussi marittimi nei porti europei (Fonte Epon)

Le principali rotte (Mare del Nord, Manica, Mediterraneo) fanno riferimento a tre diversi sistemi di reti marine⁵, interessando i porti europei nell’interazione terra-mare.

Il loro successo, in questa integrazione, è legato alla elevata interconnessione ed interoperabilità, frutto della scelta, per i porti maggiori, di modelli di programmazione e di pianificazione sostenibile (sistemici e integrati), con orizzonte 2030 e 2050, in coerenza e sinergia con le città e i sistemi portuali e nel quadro del *VI Cohesion Report 2014* (DG Regio, 2014) per dotazione infrastrutturale e accessibilità, supportate dai relativi fondi.

L’accesso delle merci ai grandi porti comporta diversi livelli di attrattività, sostenibilità e competitività, basati sulla localizzazione e sulla integrazione con la rete dei trasporti, della logistica e con il retroterra nel suo insieme⁶.

Un forte ruolo gioca quindi la *connettività urbana* d’area vasta e regionale delle città portuali, elemento cruciale per lo sviluppo della competitività portuale, insieme alle *attività economiche e*

⁵Cavi elettrici, oleodotti per il trasporto di petrolio e gas, cavi di comunicazione sottomarini per telefonia e traffico internet.

⁶Belgio, Olanda, Germania, Regno Unito, Francia, Danimarca presentano i livelli più alti, grazie ad una poderosa rete ferroviaria, logistica e intermodale.

di servizio di interesse specifico (porto) e di interesse economico generale (città) che si rendono disponibili.

L'attenzione alla *pressione ambientale* esercitata dai e sui porti è un ulteriore indicatore qualificante la performance della portualità europea, con importanti effetti sul *mercato dell'offerta occupazionale* in settori legati alla sostenibilità⁷.

In una classificazione tipologica basata sull'intensità delle relazioni terra-mare, l'Italia è considerata nel suo insieme un 'hub regionale'.

Tuttavia, come già rilevato, i porti italiani operano in un contesto frammentato, dove il governo del territorio è in capo a diversi soggetti pubblici.

La programmazione europea in materia trasportistica incide sull'impianto degli orientamenti strategici per portualità e logistica.

Specificatamente, ci si riferisce al **Regolamento (UE) n. 1315/2013** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 Dicembre 2013 *sugli orientamenti dell'Unione per lo sviluppo della Rete transeuropea dei trasporti*, che abroga la decisione n. 661/2010/UE, disciplina lo sviluppo della rete transeuropea dei trasporti secondo una **pianificazione a "doppio strato"**:

- **una rete globale** (*comprehensive*), da completare entro il 2050;
- **una rete centrale** (*core*), di maggior rilevanza strategica per il mercato interno UE da completare entro il 2030, strutturata con una **pianificazione a corridoi** che comprende infrastrutture lineari e puntuali.

In termini di standard di performance dei porti "*core*" compresi nei corridoi della rete centrale, il Regolamento sopra citato nonché i Piani di Lavoro di Corridoio, statuiscono che tali nodi dovranno possedere efficienti connessioni stradali, ferroviarie e, ove possibile, collegamenti con le vie navigabili interne, infrastrutture per carburanti alternativi, *facilities* per la gestione dei rifiuti nonché sistemi VTMIS, Safe Sea Net e servizi di e-Maritime entro il 2030.

Tutto quanto sopra premesso, per dimostrare l'evidenza della forte ispirazione della programmazione europea delle reti transeuropee e specificatamente sulla classificazione dei nodi portuali italiani in nodi "*core*" e "*comprehensive*", rispetto alla riforma portuale disciplinata dal D.Lgs. 169/2016⁸, che rinvia esplicitamente al Regolamento (UE) 1315/2013.

Non da ultimo, pare altresì opportuno ricordare la valenza delle **Strategie Macro Regionali dell'Unione Europea** e, di particolare interesse per l'Italia e per il proprio sistema portuale, la **Strategia per la Macro Regione dell'Adriatico e dello Ionio (EUSAIR)**, tesa a sostenere e rafforzare

⁷ edilizia, turismo, trasporto e stoccaggio di materie bio, ecoservizi, farmaceutica e chimica, estrazione mineraria, mitilicoltura, ecc.

⁸Decreto emanato in attuazione della Legge Delega 7 agosto 2015, n. 124, recante: «Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche» e, in particolare all'articolo 8, comma 1, lettera f) che prevede la «riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84, con particolare riferimento al numero, all'individuazione di Autorità di sistema nonché alla governance, tenendo conto del ruolo delle regioni e degli enti locali e alla semplificazione e unificazione delle procedure doganali e amministrative in materia di porti».

la cooperazione tra Stati Membri UE e non UE del bacino marittimo di riferimento (Balcini occidentali).

Più specificatamente, il pilastro “Connettere la Regione” della Macro Strategia individua, tra gli altri obiettivi specifici e le priorità, lo sviluppo dei traffici marittimi ed il rafforzamento delle connessioni intermodali tra porti ed i rispettivi hinterland.

II.3.2 La dimensione nazionale

Recepire, armonizzare, completare ed integrare: è questo il processo adottato per rendere coerente la pianificazione nazionale con quella europea, così come descritta nei paragrafi precedenti. I principi ed i contenuti della **nuova pianificazione infrastrutturale nazionale**, che confluiranno organicamente nel **“Piano Generale dei Trasporti e della Logistica” (PGTL)** e **che impatteranno anche sulla pianificazione portuale**, trovano il loro fondamento in alcuni atti normativi o strategici:

- **Il Decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50** *“Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture”* che abroga il Decreto Legislativo 163/2006. Esso disciplina, tra l'altro, un nuovo processo di pianificazione e programmazione per individuare le **“infrastrutture e gli insediamenti prioritari per lo sviluppo del Paese”**, utilizzando a tale scopo i seguenti strumenti:
 - a) il Piano generale dei trasporti e della logistica (**PGTL**);
 - b) il Documento pluriennale di pianificazione (**DPP**), di cui all'articolo 2, comma 1, del D.Lgs. 29 dicembre 2011, n. 228.
- **Il Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL)** adottato il 6 Agosto 2015 con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, quale documento di piano settoriale che confluirà nel PGTL, che agli Obiettivi 3, 4, 5 e 7 con le rispettive Azioni, prevede generali linee di indirizzo che toccano aspetti propri della pianificazione portuale.
- **L'Allegato infrastrutture al Documento di Economia e Finanza (DEF)** approvato ad Aprile 2016 ed il documento strategico *“Connettere l'Italia – Strategie per le Infrastrutture di trasporto e logistica”* sugli obiettivi e sulle strategie per le politiche infrastrutturali nazionali, che anticipa alcune premesse che saranno oggetto di approfondimento del nuovo Piano Generale dei Trasporti e della Logistica (PGTL), nonché il documento *“Politiche per il rilancio del trasporto ferroviario delle merci - Intermodalità, collegamenti tra interporti, porti e piattaforme*

logistiche” emanato dalla Struttura Tecnica di Missione del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti nel Gennaio 2016. Tali documenti esplicitano la nuova visione strategica delle infrastrutture di trasporto e della logistica in Italia, ridisegnando il ruolo delle infrastrutture come uno strumento atto a soddisfare la domanda di mobilità di passeggeri e merci e di connettere le aree dinamiche e propulsive del Paese, attraverso interventi utili e proporzionati agli effettivi fabbisogni territoriali. Vengono, a tale scopo, definiti quattro macro-obiettivi tesi al raggiungimento:

- ✓ di standard di accessibilità (verso l’Europa, il Mediterraneo e delle aree marginali del Paese):
- ✓ di sostenibilità (economica, ambientale e sociale);
- ✓ di sostegno alle politiche economiche di filiera;
- ✓ di qualità delle aree urbane,

declinati a loro volta in altrettante macro-strategie riprese e descritte nei documenti sopra menzionati (Infrastrutture utili, snelle e condivise - Integrazione modale ed intermodalità - Valorizzazione del patrimonio esistente - Sviluppo urbano sostenibile).

- **L’Accordo di Partenariato 2014-2020 tra Italia e Commissione Europea** per l’impiego dei fondi strutturali e di investimento europei, adottato il 29 ottobre 2014 alla Commissione europea, ai sensi del Regolamento 1303/2013 relativamente **all’Obiettivo Tematico 7** - Promuovere sistemi di trasporto sostenibili ed eliminare le strozzature nelle principali infrastrutture di rete, e del conseguente Programma Operativo Nazionale Infrastrutture e Reti 2014-2020 ed **il Protocollo di intesa per l’attuazione delle iniziative strategiche del sistema logistico del nord ovest**. Tali strumenti hanno definito, direttamente od indirettamente, una strategia pianificatoria e programmatoria “di sistema”, condivisa tra gestori di infrastrutture lineari e nodali.

II.3.3 La dimensione locale

Il contesto locale⁹ assume ed ispira il piano portuale in termini di scelte di pianificazione territoriale (dimensione metropolitana o d’area vasta) e di piano urbano (città).

Tra le città soggette a investimenti e azioni (funzionali e di specializzazione; di rigenerazione, accessibilità, digitalizzazione dei servizi, ecc.) di regolazione europei, nazionali, regionali mirati, rientrano quelle portuali. Il nuovo modello che ne orienta lo sviluppo (*Obiettivi per lo sviluppo sostenibile dell’Agenda 2030*, ONU 2016; *Habitat III Italia*, 2016; *Urban Agenda EU* 2016), assegna

⁹In questa sede inteso come Sistema Locale Territoriale (SLoT), insieme di elementi biotici ed abiotici interagenti e mossi da processi identitari dal punto di vista geografico, economico, sociale. Sono identificabili per funzioni (ad es. portualità, turismo, agglomerazione produttiva), per scopi di piano o di programmazione (lavoro) o per tipologia (ad es. città, rurale, ecc.)

alla mobilità, al trasporto, alla logistica un ruolo centrale negli strumenti urbanistici e di pianificazione per il governo locale, invitando le autorità locali (comuni, unioni di comuni, città metropolitane) ad interpretare ed adeguare gli strumenti vigenti, tenendo conto dell'evoluzione dei relativi contesti nello spazio e nel tempo, ricercando nuovi equilibri tra esigenze private e obiettivi dell'azione pubblica.

BOX: Principi di armonizzazione per la costruzione dei sistemi locali con il livello UE (Istat, 2015)

PRINCIPIO	Descrizione
Scopo	Ciascun sistema locale rappresenta un mercato del lavoro
Rilevanza	I sistemi locali permettono di diffondere informazione statistica affidabile e confrontabile
Completezza	I sistemi locali sono una partizione dell'intero territorio nazionale
Contiguità	Ciascun sistema locale è costituito da un insieme di comuni contigui
Autonomia	I sistemi locali massimizzano l'auto-contenimento dei flussi
Omogeneità	I sistemi locali non sono troppo estesi territorialmente o troppo numerosi in termini di occupati
Coerenza	Ciascun sistema locale è costituito da un insieme di comuni non frazionati
Conformità	I sistemi locali possono rispettare i confini amministrativi
Flessibilità	Il metodo per la creazione dei sistemi locali deve essere performante in regioni con caratteri diversi

I sistemi territoriali locali (SLoT) rappresentano, direttamente o indirettamente, l'ultimo anello "performante" per l'attuazione coerente di una strategia progettuale integrata volta alla competitività della portualità nazionale. Le aree vaste e le *city-port* italiane, seppure dotate di piani urbanistici strategici (PRG o PTC-PTPG), organizzativo-gestionali e regolamentativi, necessitano di maggiori gradi di flessibilità per sviluppare questi obiettivi, e di una più stretta relazione tra specializzazione funzionale strategica, città e contesto regionale.

L'invito, rivolto alle Regioni e ai Comuni, è dunque a superare gli attuali e spesso obsoleti confini amministrativi dei Comuni, degli enti intermedi e delle città metropolitane, sviluppando una portualità di sistema anche in sede locale, che, pur tenendo conto della varietà e della fragilità dei contesti, delle loro tendenze territoriali, urbane, socio-economiche, si apra al superamento dei tradizionali confini amministrativi e di piano.

L'approccio metodologico di sistema prevede, infatti, che, in entrambi i casi (città e area vasta), e sulla base delle leggi regionali di "governo del territorio", anche la dimensione locale progetti, verifichi, condivida, in sede comunale come regionale, scelte tematiche e funzionali, tra cui: l'uso del suolo, i servizi generali e settoriali e, più in generale, l'economia urbana e regionale, le infrastrutture, l'accessibilità, i trasporti, il sistema ambientale (naturale ed antropizzato) e l'occupazione.

Ciò implica che anche il sistema locale adotti un approccio maggiormente integrato alle politiche di sviluppo territoriale individuando le specificità delle aree urbane e rurali che si relazionano con

il porto, introducendo maggiori e più sofisticati elementi conoscitivi e gestionali attraverso il piano urbanistico o la sua revisione (in variante).

A fronte della L. 56/2014 (c.d. Legge “Delrio”), la dimensione locale cui va riferita la pianificazione dei porti assume due scale di lavoro:

- di area vasta, metropolitana o intercomunale;
- comunale.

Allo stato attuale, quasi tutti i Comuni italiani sono dotati di Piano Regolatore Generale (più o meno aggiornato) in genere conforme alle leggi sul governo del territorio e al Piano Territoriale Regionale Generale (PTRG), che informano, in modo cogente, anche la redazione dei piani d’area vasta (ex ambito provinciale ora metropolitano; o delle cosiddette “Unioni di Comuni”).

La redazione di questi strumenti urbanistici è in genere preceduta dalla adozione, da parte dell’istituzione comunale e d’area vasta, di un “**documento di indirizzo strategico**”, la cui approvazione è sottoposta al rilascio di parere da parte della Regione, perché sia congruente con le scelte del PTRG del Piano Operativo Regionale (POR) e con i vincoli, indicativi e coercitivi, del Piano Paesistico (PP, anch’esso regionale).

BOX – Lista dei principali strumenti di programmazione e di pianificazione territoriale a scala regionale

- **Documenti Strategici Regionali (DSR)**
- **Piani di Sviluppo Regionali (PSR** - di indirizzo politico economico)
- Documenti di **programmazione settoriale** approvati in sede regionale
- **Documenti di Programmazione Economica e Finanziaria Regionale (DPEFR)** triennali
- **Documenti Unici di Programmazione (DUP)**, ed i **Programmi Operativi Regionali (PORiPAR**
- **Programmi Attuativi Regionali la Programmazione Negoziata**, che si configura attraverso **Intese di Programma, Accordi di Programma Quadro, Patti Territoriali, Contratti d’Area e Piani Integrati Territoriali** concordati tra gli EELL della Regione e/ con Enti nazionali

Le città italiane, tra cui quelle portuali, sono state oggetto di molti interventi che ne hanno mutato la struttura, il contenuto, il processo attuativo:

- *URBAN e URBACT, PRIU, PRUSST, Contratti di Quartiere, Porti e Stazioni (2001)*, per recupero e rigenerazione socio-economica di aree portuali e ferroviarie dismesse;
- *Piani per la mobilità urbana - PUM* - ora trasformati in *sostenibili* per le 14 città metropolitane;
- *Progetti per le periferie urbane (2016)*.

Il loro insieme ha innovato la progettazione locale, superando in parte l’obsolescenza degli strumenti urbanistici previsti dalla normativa nazionale (L. 1150/1942), introducendo elementi quali:

- la partecipazione pubblica e il coinvolgimento dei cittadini nelle scelte progettuali secondo un approccio integrato;
- la gestione delle trasformazioni dell'area vasta tra enti locali associati.

Tra queste azioni si inseriscono quelle relative alla *Smart City* (cfr. anche nuovo Atto di indirizzo del Ministro dello Sviluppo economico del 2016); della *Strategia Nazionale di Adattamento 2015*, che spinge a concepire servizi di interesse generale (SGI), delle *Communities Led Local Development* di ispirazione UE.

II.4 Dagli obiettivi alla strategia: il Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP)

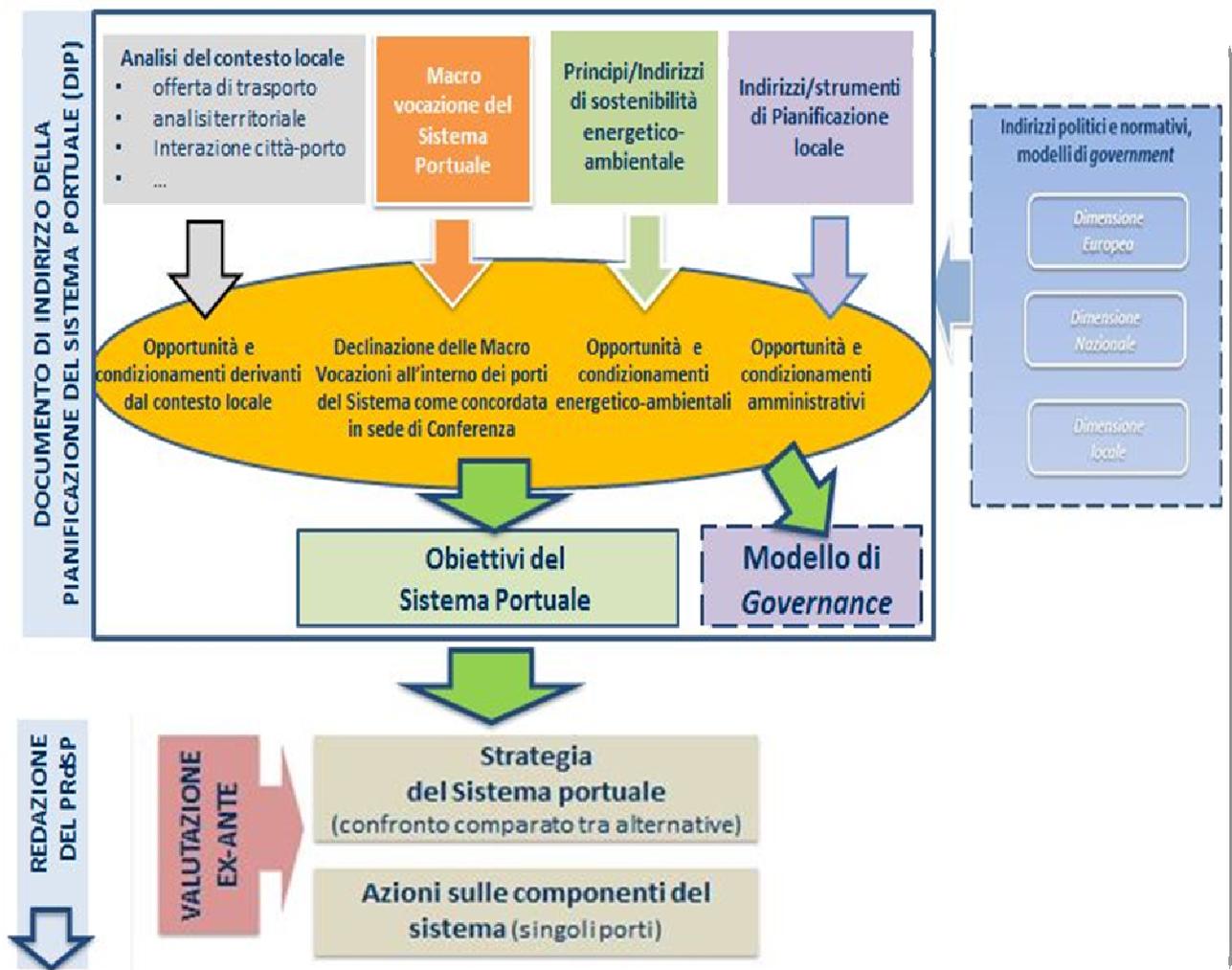


Fig. II-4 – Rappresentazione grafica del processo di redazione del DIP

In perfetta analogia concettuale con quanto previsto dai decreti attuativi del vigente Codice dei Contratti (D.Lgs. 50/2016) in tema di indirizzo della attività di **progettazione**, le presenti Linee Guida raccomandano la preventiva redazione, da parte della AdSP, di uno specifico documento di indirizzo per la successiva redazione dell'atto di **pianificazione** (PRdSP).

Il **Documento di Indirizzo della Pianificazione** (DIP) costituisce uno strumento a valenza plurima, in quanto espleta la sua funzione su quattro distinti piani:

- **definisce, in linea generale, il complesso degli obiettivi che dovranno essere raggiunti dalle scelte strategiche del PRdSP.** Trattasi di obiettivi intrinsecamente integrati, in quanto, come evidenziato in Fig. II-4, essi discendono da un approccio metodologicamente integrato, nel quale si confrontano:
 - ✓ i criteri-guida per la ripartizione delle macro vocazioni all'interno dei porti del sistema. Esse, come già sottolineato, discendono da una preventiva concertazione in sede di Conferenza Nazionale. Laddove ritenuto opportuno, la ripartizione delle macro vocazioni nei porti del sistema può essere già individuata in questa fase di definizione degli obiettivi, sottraendola di fatto alla successiva fase di redazione del PRdSP;
 - ✓ le opportunità e i condizionamenti derivanti dall'attuale contesto fisico locale (offerta di trasporto dei distinti porti del sistema; analisi territoriale locale; profili di interazione/separazione tra funzioni portuali e funzioni urbane per ciascuno dei porti del sistema);
 - ✓ le opportunità e i condizionamenti derivanti dalla declinazione dei principi di sostenibilità, sia sotto il composito profilo ambientale sia sotto quello energetico;
 - ✓ le opportunità e i condizionamenti derivanti dallo stato della pianificazione urbana e territoriale locale;

- può definire **un modello di gestione "ad hoc" sia del processo di redazione e che della successiva implementazione del PRdSP** (modello di *governance* della pianificazione portuale). In altre parole, può utilmente svilupparsi uno strumento operativo attraverso il quale:
 - ✓ la AdSP gestisca "in corso d'opera" il contratto di servizi che lega la AdSP medesima al prestatore di servizi, anche al fine di ricalibrare "in corsa", se del caso, le strategie di piano elaborate per il perseguimento dei raggiunti obiettivi. In questa fase, lo strumento può assumere la forma di un allegato tecnico al capitolato disciplinante lo specifico contratto pubblico di servizi;
 - ✓ la AdSP individui preventivamente i protocolli e i profili del monitoraggio di risultato e funzionale degli interventi infrastrutturali sottesi dalle strategie di piano. Si tratta, in altre parole, della definizione delle modalità attraverso le quali sarà implementata la valutazione "ex post" (vedasi il successivo paragrafo II.6);

- **definisce parte dei contenuti del rapporto ambientale preliminare**, funzionale all'espletamento della prima fase del procedimento di VAS;
- costituisce **strumento a supporto del raggiungimento di pre-intese con le Amministrazioni Comunali interessate**, in quanto consente di confrontarsi preliminarmente sugli obiettivi di PRdSP, al fine di una loro preventiva condivisione.

Sembra necessaria qualche ulteriore riflessione su quest'ultimo punto. Nonostante la originaria Legge 84/1994 imponesse l'istituto dell'intesa tra Autorità Portuale ed il Comune o i Comuni interessati, i conflitti tra le Parti sono talvolta profondi e persistenti. Le relazioni tra porto, città e territorio restano generalmente critiche.

Con l'istituzione dei piani regolatori di sistema portuale, il processo di pianificazione è sicuramente più complesso: aumentano le necessarie intese, si amplia il confronto con le pianificazioni territoriali locali (piani regionali di assetto territoriali, piani paesistici, piani di settore...).

La Regione che approva il PRdSP deve essa stessa procedere d'intesa con altre Regioni (e, in ogni caso, con il MIT) nel caso di AdSP "interregionali".

In uno scenario istituzionale così complesso, il PRdSP deve strutturarsi in modo da poter assumere una dimensione condivisa; in qualche modo, deve anticipare fattivamente le intese, le verifiche di coerenza con i piani territoriali e i programmi infrastrutturali esistenti o in corso di definizione.

E' proprio in questo contesto di opportunità che si inserisce il DIP. Il suo ruolo, infatti, è quello di definire preliminarmente obiettivi integrati (tecnici ed ambientali), anticipando così i nodi critici della fattibilità amministrativa, tecnica, urbanistica ed ambientale, per pervenire a condivise politiche del territorio e ad una procedura di approvazione del piano che effettivamente coordini la valutazione tecnica ed ambientale del piano medesimo.

II.5 La valutazione ex-ante

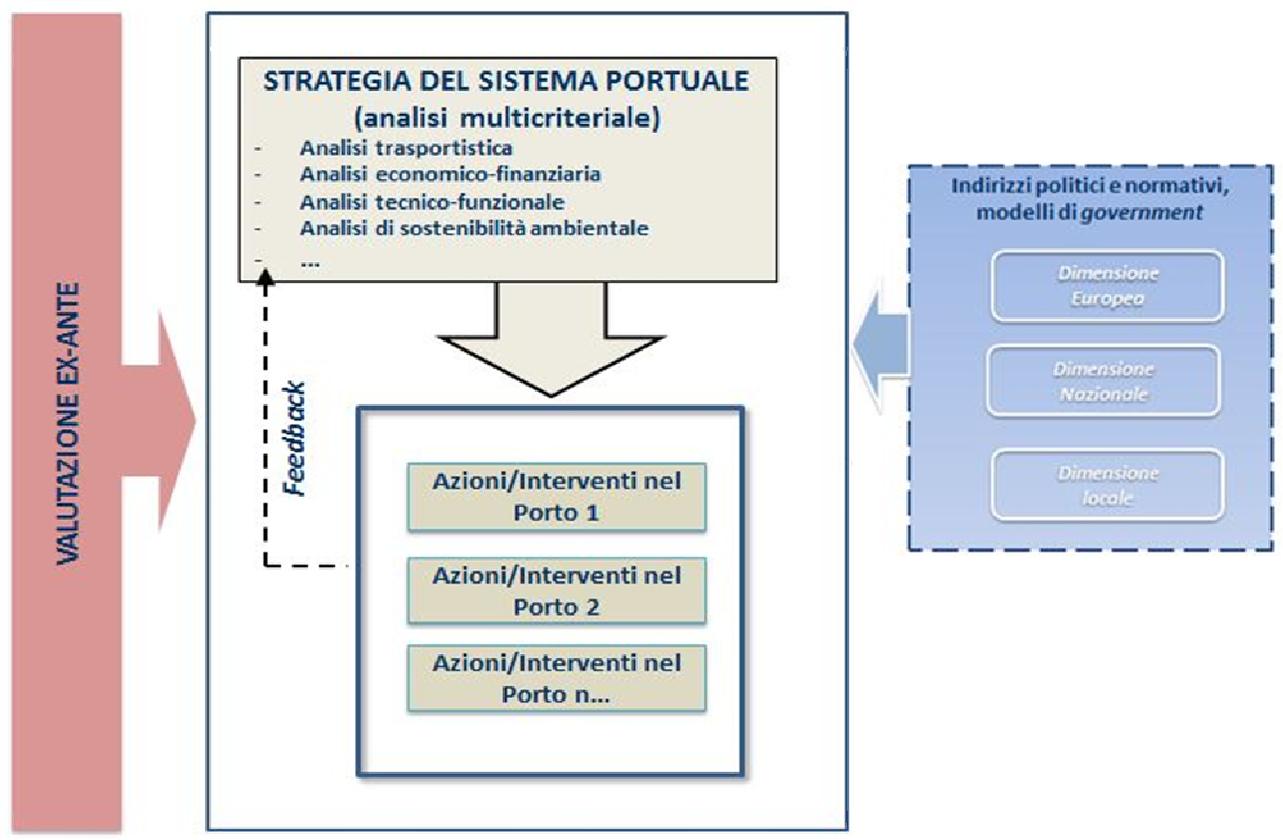


Fig. II-5 – Rappresentazione grafica del processo di valutazione ex ante

La strategia generale del Sistema Portuale e i singoli interventi/azioni nei porti saranno valutati *ex-ante*, *in itinere ed ex-post*, ai fini della selezione e dell'individuazione delle **priorità**, con le modalità e i criteri concettualmente coerenti con le "Linee Guida per la valutazione degli investimenti pubblici", già previste dal D.Lgs 228/2011 (art. 8) ed emanate con decreto del Ministro delle Infrastrutture dei Trasporti.

Ciò al fine di stabilire, almeno sotto il profilo metodologico, un approccio per quanto possibile omogeneo tra i processi decisionali delle politiche infrastrutturali nel nostro Paese.

In particolare, per la **valutazione ex-ante della strategia generale di piano** (con confronto comparato tra alternative strategiche), l'approccio proposto è orientato ad un **analisi di tipo multicriteriale** basata su "indicatori" qualitativi e quantitativi, legati agli obiettivi e alle strategie della politica nazionale dei trasporti, anche sulla base di quanto riportato nel già citato Documento "Connettere l'Italia", allegato al DEF di Aprile 2016.

In questo specifico contesto, pertanto, si utilizza il termine “indicatori” nel senso di “criteri” che, opportunamente pesati, sono posti a base del confronto comparato tra le strategie alternative di pianificazione del sistema portuale. La precisazione è necessaria in quanto, nella parte “ambientale” del documento, il termine “indicatore” assume un altro significato.

Un esempio di indicatori/criteri, del tutto generale, è riportato nella tabella che segue a scopo puramente indicativo.

Macro-attributi delle strategie di pianificazione	Specifici indicatori/criteri
Efficiente ripartizione delle funzioni all'interno del Sistema Portuale	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grado di saturazione delle banchine e delle aree di stoccaggio per ciascuna funzione portuale
Efficiente e coordinata pianificazione delle infrastrutture portuali all'interno del Sistema Portuale	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tempi medi di servizio (transit time, tempi di sdoganamento...)
Efficiente e coordinata pianificazione di nuove infrastrutture di collegamento del Sistema Portuale con il territorio	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presenza connessioni ferroviarie e stradali ▪ Tempo di collegamento tra porto ed interporto ▪ Capacità dei collegamenti tra nodo e rete (veicoli/giorno...) ▪ Flussi che utilizzano le infrastrutture di raccordo (strade e ferrovie da/per il porto) ▪ Costo degli interventi infrastrutturali e non previsti dalla strategia ▪ Grado di condivisione della strategia: interventi previsti già condivisi e/o oggetto di dibattito pubblico ▪ Impatto sulla sicurezza del trasporto
Valorizzazione del patrimonio infrastrutturale esistente	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tipologie di interventi: <ul style="list-style-type: none"> - di manutenzione straordinaria - di protezione del territorio - di miglioramento tecnologico ▪ Elementi di innovazione tecnologica ▪ Qualità estetica/architettonica dei progetti

<p>Integrazione modale e intermodalità</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Impatti sulla ripartizione modale a favore del trasporto su ferro e marittimo (soprattutto per le merci) ▪ Tipologia di interventi: <ul style="list-style-type: none"> - intervento su reti Core e Comprehensive - intervento di ultimo miglio e di accessibilità marittima e/o terrestre - intervento nei nodi intermodali - intervento che migliora l'accessibilità ai poli manifatturieri e ai poli turistici
<p>Compatibilità con uno sviluppo urbano sostenibile</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presenza di interventi di rigenerazione urbana
<p>Coerenza con i principi di sostenibilità ambientale, paesaggistica ed energetica</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Riduzione del traffico inquinante ▪ Utilizzo sostenibile delle risorse ambientali, minimizzandone il prelievo ▪ Intervenire per garantire la protezione idraulica del territorio ▪ Riduzione dell'inquinamento – Qualità dell'aria ▪ Riduzione delle emissioni di CO₂, anche mediante impianti di energia rinnovabile ▪ Ottimizzare ed efficientare l'uso dell'energia ▪ Tutela delle biodiversità e riduzione della pressione antropica sui sistemi naturali ▪ Intervenire mediante azioni di piano mirate per il perseguimento di obiettivi di qualità per il paesaggio portuale, con particolare attenzione ai <i>waterfront</i> ▪ Intervenire mediante azioni di piano coerenti e compatibili tra l'infrastruttura portuale e le caratteristiche paesaggistiche, culturali e socio-identitarie dei luoghi

Quanto sopra si è proposto per quanto riguarda le **modalità per pervenire alla scelta della strategia generale di piano da adottare per perseguire gli obiettivi della pianificazione portuale di sistema.**

Per quanto riguarda, invece, la **valutazione ex-ante di significativi interventi/azioni sottesi dal PRdSP**, l'indirizzo proposto è basato sulle tecniche di analisi quantitative della domanda e della convenienza economica e sociale degli investimenti.

In particolare, **l'Analisi Costi-Benefici (ACB) è lo strumento che viene raccomandato** per la valutazione preventiva della convenienza economica di significativi interventi pubblici in ambito portuale, laddove pianificati, in accordo con gli indirizzi nazionali (D.Lgs. 228/2011) ed europei (Modello ACB DG-REGIO, 2014).

La ACB può essere implementata anche successivamente alla redazione del PRdSP, in fase di programmazione triennale degli interventi.

Si rammenta che la ACB è comunque obbligatoria per gli "interventi prioritari", previsti dal PRdSP, da inserire nel DPP (documento pluriennale di pianificazione), ai sensi dell'art. 201 del D.Lgs. 50/2016.

Oltre al rapporto Benefici/Costi, per individuare le priorità di investimento infrastrutturale all'interno della cornice del PRdSP sarà altresì possibile riferirsi ad altri strumenti di valutazione dell'efficacia dell'investimento medesimo. Tra questi strumenti alternativi si segnala, a titolo di esempio, **l'analisi costi-efficacia**, più speditiva rispetto alla ACB.

Gli esiti delle valutazioni *ex-ante* di significativi interventi/azioni nei porti (qualora le valutazioni siano sviluppate contestualmente alla redazione del PRdSP) potrebbero avere un potenziale impatto sulla strategia complessiva del sistema portuale ("*feedback*").

Laddove gli impatti si mostrassero significativi, si potrebbe pervenire alla eventuale ricalibrazione della stessa strategia generale di sistema portuale.

L'obiettivo generale da perseguire è quello di pervenire ad una configurazione di piano tecnicamente fattibile e sostenibile sotto il profilo economico, energetico, ambientale e sociale.

II.6 Il monitoraggio in fase di attuazione degli interventi infrastrutturali previsti dal piano e la valutazione ex post delle loro prestazioni

I principi ed i riferimenti normativi in materia di monitoraggio e di valutazione *ex post* degli interventi infrastrutturali previsti dal piano regolatore di Sistema Portuale possono essere mutuati, anche qui **per analogia concettuale e metodologica**, dalle seguenti fonti:

- Il Decreto Legislativo 29 Dicembre 2011, n. 228 *“Attuazione dell’articolo 30, comma 9, lettere a), b), c) e d) della legge 31 dicembre 2009, n. 196, in materia di valutazione degli investimenti relativi ad opere pubbliche”*;
- Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 3 Agosto 2012 *“Attuazione dell’art. 8, comma 3 del D.Lgs. n.228/2011 in materia di linee guida per la valutazione degli investimenti relativi ad opere pubbliche e del documento pluriennale di pianificazione degli investimenti in opere pubbliche”*
- Le *“Linee guida per la valutazione degli investimenti in opere pubbliche”* pubblicate a cura del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Direzione Generale per lo sviluppo del territorio, la programmazione ed i progetti internazionali, dal Nucleo di Valutazione e Verifica degli Investimenti Pubblici (NVVIP) e dalla Struttura Tecnica di Missione;

La valutazione *ex-post* è intesa come attività sistematica finalizzata a **misurare l’efficienza** della pianificazione effettuata, allo scopo cioè di migliorare l’efficienza del processo stesso e quella degli investimenti pubblici sottesi dalla pianificazione medesima.

Essa si fonda sui seguenti principi-base:

- l’oggetto della valutazione è costituito dagli interventi infrastrutturali relativi alle strategie e alle azioni sottese dal PRdSP, già oggetto di valutazione *ex ante*;
- l’obiettivo della valutazione è misurare i risultati, in termini di prestazioni, di opere pubbliche collaudate ed entrate in funzione, nonché **l’economicità e l’efficienza della loro realizzazione**;
- la valutazione accerta, in particolare, gli eventuali scostamenti rispetto agli obiettivi e agli **indicatori funzionali di prestazione**, preventivamente specificati nella documentazione di piano.

Detta valutazione *ex post* si svolge parallelamente al monitoraggio degli impatti ambientali degli interventi infrastrutturali previsti dal PRdSP.

Dal punto di vista metodologico, il tipo di valutazione dipende dal momento in cui interviene (ad esempio, se l’opera è stata o meno realizzata) e dipende dalla tipologia di opera in esame.

Sono possibili i seguenti livelli di analisi:

1. **verifica della realizzazione**: l’oggetto dell’analisi è costituito dal grado di conseguimento degli obiettivi di realizzazione fisica, finanziaria e procedurale;
2. **verifica delle prestazioni**: deve essere esaminata l’effettiva funzionalità dell’intervento e l’entità di servizio effettivamente erogato alla collettività (**impatto sociale**);
3. **verifica dell’efficienza e dell’economicità degli investimenti**: in cui si confronta il rapporto tra risorse utilizzate e risultati ottenuti e se il processo sia stato attuato al minor costo possibile (**impatto economico**).

Individuato il livello di analisi, in analogia a quanto previsto dal DPCM 3 agosto 2012, è necessario scegliere il metodo o i metodi di valutazione che saranno adoperati e la motivazione alla base di tale scelta, facendo riferimento, ad esempio, a quanto indicato nelle “*Linee Guida per la valutazione degli investimenti in opere pubbliche*”.

In analogia a quanto disposto dal DPCM 3 agosto 2012, devono essere comunque sempre presenti nelle attività valutative poste in essere, quale che sia la scelta della tecnica di valutazione *ex post*:

- la verifica della corrispondenza tra obiettivi e indicatori di domanda a livello di singolo intervento;
- la verifica dell’esistenza di domanda non soddisfatta nella misura indicata dagli obiettivi;
- le indicazioni relative ai costi previsti ed ai costi effettivi degli interventi infrastrutturali.

Per quegli interventi che sono stati sottoposti ad analisi costi-benefici, il DPCM 3 agosto 2012 prevede che i benefici economici siano oggetto specifico e dettagliato della valutazione *ex post*.

Per le **opere ancora incomplete o in corso di realizzazione**, considerato che per tali opere la valutazione *ex-post* consisterà nel monitoraggio dei lavori in corso, sarà necessario verificare il grado di realizzazione degli interventi, nonché altri elementi quali i tempi di realizzazione e l’evoluzione dei costi (cioè l’efficienza del processo di implementazione).

Per le **opere entrate già in funzione**, la valutazione *ex post* dovrà riportare:

- gli indicatori di prestazione e gli indicatori di impatto economico e sociale;
- l’analisi e la spiegazione degli scostamenti che si sono verificati rispetto all’analisi condotta nella fase di valutazione *ex ante*, ponendo particolare attenzione a verificare quali variabili hanno subito variazioni ed hanno influito sui valori dei costi, dei ricavi e dei benefici;
- il confronto dei risultati *ex post* con i *benchmark* nazionali;
- l’analisi del processo di attuazione esaminando gli aspetti relativi alle procedure e alle modalità di implementazione dei progetti, rilevando e analizzando tutti i problemi che hanno influenzato l’iter previsto dei progetti stessi;
- gli esiti derivanti dalla eventuale ripetizione dell’analisi costi-benefici o dell’analisi costi-efficacia, analisi “ricalibrate” sulla base dei risultati della valutazione *ex post*.

In generale, l’identificazione degli **strumenti di valutazione** più appropriati dovrà essere operata caso per caso, in relazione alla **tipologia di opera** da sottoporre a valutazione *ex post* e in relazione al **livello di analisi** richiesto.

Gli strumenti adoperabili, ad esempio, possono essere raggruppati in:

- strumenti per l'analisi dei dati (analisi di *benchmark*, ...)
- strumenti per la formulazione di giudizi (gruppo di esperti, ...)

Sarà poi necessario motivare la scelta dello strumento esplicitando ad esempio i punti di forza e le caratteristiche dello strumento che lo rendono adatto alla valutazione dell'intervento oggetto di analisi.

Per motivare la scelta dello strumento, inoltre, si potrà fare riferimento ad esempio alla disponibilità di risorse finanziarie, all'*expertise* presente o utilizzabile, all'orizzonte temporale previsto per la conclusione delle attività valutative ed al set di informazioni presenti sul sistema di monitoraggio o ricavabili attraverso indagini esterne.

PARTE III – LINEE GUIDA: ASPETTI GENERALI DELLA PIANIFICAZIONE E RELATIVI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI

III.1 Il piano regolatore di sistema portuale (PRdSP)

Il procedimento amministrativo di approvazione

L'art. 6 comma 1 del D.Lgs. 169/2016 individua l'iter procedimentale del PRdSP:

*“... il piano regolatore di sistema portuale, **corredato del rapporto ambientale di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006**, è adottato dal comitato di gestione di cui all'articolo 9, previa intesa con il comune o i comuni interessati.*

Tale piano è, quindi, inviato per il parere al Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni dal ricevimento dell'atto. Decorso inutilmente tale termine, il parere si intende reso in senso favorevole.

Il piano, esaurita la procedura di cui al presente comma e a quella di cui al comma 4, è approvato dalla Regione interessata entro trenta giorni decorrenti dalla conclusione della procedura VAS, previa intesa con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti.

Qualora non si raggiunga l'intesa si applica la procedura di cui all'articolo 14-quater della legge 7 agosto 1990, n. 241.

(...)

Il Piano Regolatore di Sistema Portuale delle AdSP di cui al comma 1, la cui circoscrizione territoriale è ricompresa in più Regioni, è approvato con atto della Regione ove ha sede la stessa AdSP, previa intesa con le Regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla stessa AdSP e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti.

Le varianti al Piano Regolatore di Sistema Portuale seguono il medesimo procedimento previsto per l'adozione del Piano Regolatore di Sistema Portuale”.



Fig. III-1 Procedimento amministrativo di approvazione del PRdSP (in rosso le attività “raccomandate”, in verde il sub-procedimento ambientale)

Come è possibile evincere da grafo di flusso riportato in Fig. III-1, i principali elementi di novità sono i seguenti:

- al momento della adozione da parte del comitato di gestione (organismo che sostituisce il comitato portuale), il piano regolatore di sistema portuale deve essere corredato dal rapporto ambientale, in quanto esso costituisce parte integrante del piano medesimo. Pertanto, la prima fase della procedura di VAS (fase di consultazione preliminare, sulla base del rapporto ambientale preliminare) deve essere stata già espletata;
- successivamente alla adozione del PRdSP, i procedimenti di valutazione tecnica ed ambientale possono procedere in parallelo. Tuttavia, il perfezionamento del procedimento di VAS è implicitamente successivo alla espressione di parere da parte del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici. Ciò in quanto la norma fissa un tempo limite di trenta giorni per l’approvazione del PRdSP a decorrere dalla data di conclusione della procedura VAS, che assume pertanto la valenza di “*dies a quo*”, quale ultimo “*step*” del procedimento prima del conclusivo provvedimento approvativo;
- l’approvazione del PRdSP resta di competenza della Regione interessata (presso la quale ha sede l’AdSP) sia pur d’intesa con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e (nel caso di

AdSP interregionale) con l'altra Regione. Sono previste misure per il superamento del dissenso in fase di procedura di intesa.

Oltre a quanto osservato riguardo gli elementi di novità, si ritiene necessario sviluppare ulteriori specifiche considerazioni intorno ai rapporti tra l'Autorità di Sistema Portuale e gli Enti territoriali (Comune e Regione) coinvolti nell'iter approvativo del PRdSP.

Il rapporto tra AdSP e Comune, in particolare, rappresenta indubbiamente uno dei punti centrali della riforma portuale, volta al raggiungimento di un raccordo fra la pianificazione urbanistica generale e quella portuale, nell'intento di favorire, da una parte, la riqualificazione ed il recupero delle realtà urbane periferiche a ridosso del porto e, dall'altra, la pianificazione e la progettazione dell'area portuale mediante l'adozione dei criteri urbanistici e di gestione più moderni ed efficienti.

Lo strumento di gestione dei rapporti tra AdSP, Comune e Regione è rappresentato dal "Comitato di gestione", la cui disciplina è contenuta nell'art. 9 della L. 84/1994.

Il Comitato di gestione è composto:

- a) dal Presidente dell'AdSP, che lo presiede e il cui voto prevale in caso di parità dei voti espressi;
- b) da un componente designato dalla Regione o da ciascuna Regione il cui territorio è incluso, anche parzialmente, nel sistema portuale;
- c) da un componente designato dal sindaco di ciascuna delle città metropolitane, ove presente, il cui territorio è incluso, anche parzialmente, nel sistema portuale;
- d) da un componente designato dal sindaco di ciascuno dei comuni ex sede di autorità portuale inclusi nell'AdSP, esclusi i comuni capoluogo delle città metropolitane;
- e) da un rappresentante dell'Autorità marittima, designato dalle direzioni marittime competenti per territorio, con diritto di voto nelle materie di competenza, prevedendo la partecipazione di comandanti di porti diversi da quello sede dell'AdSP, nel caso in cui siano affrontate questioni relative a tali porti. 1-bis. Alle sedute del Comitato partecipa anche un rappresentante per ciascun porto incluso nell'AdSP e ubicato in un comune capoluogo di provincia non già sede di Autorità portuale. Il rappresentante è designato dal sindaco e ha diritto di voto limitatamente alle materie di competenza del porto rappresentato.

La necessità di interazione tra il porto e la realtà locale si riflette, dunque, già nella composizione dell'organo deputato all'adozione del piano regolatore: nel comitato di gestione, infatti, convergono i rappresentanti delle amministrazioni statali, regionali e locali (Regione, Città metropolitana e Comune), nonché dell'Autorità marittima.

Punto nodale ai fini dell'adozione del PRdSP è rappresentato dall'intesa che il Comitato di gestione deve necessariamente raggiungere con il Comune (o i Comuni interessati), in quanto organo titolare delle prerogative di pianificazione sul territorio comunale.

Tale intesa è, dunque, volta a garantire il non contrasto o, ancora meglio, la sostanziale coerenza del PRdSP rispetto agli atti di pianificazione urbanistica comunale: sotto quest'ultimo profilo, assumono, pertanto, significativo rilievo gli atti di programmazione e pianificazione territoriale e locale, nonché i vincoli sovraordinati vigenti.

L'intesa ha ad oggetto non solo la strategia generale di sviluppo dell'area portuale e la sua interazione con il territorio locale, ma anche la delimitazione dell'ambito e dell'assetto complessivo dei porti e, in particolare, delle aree comuni ricomprese nel sotto-ambito porto-città.

Al riguardo, occorre evidenziare che, attesa l'estensione della definizione di "porto", così come delineata negli ultimi anni, l'ambito di PRdSP può non coincidere con la giurisdizione territoriale dell'Autorità di Sistema Portuale: da tale ambito infatti possono essere escluse alcune aree demaniali marittime, in quanto ritenute non strategiche ai fini portuali. Al contrario, possono esservi ricomprese alcune aree non demaniali, poiché legate, dal punto di vista funzionale, al porto. Pertanto, tramite l'intesa, il Comune può accettare che alcune aree non demaniali, interconnesse funzionalmente con il porto, siano disciplinate dallo strumento di pianificazione portuale.

L'intesa tra AdSP e Comune esplica un ruolo di primaria importanza non solo in fase di formazione degli atti di pianificazione (territoriale e portuale), ma anche nella fase attuativa degli interventi di interesse comune degli organi coinvolti.

L'esigenza di assicurare una piena coerenza e un coordinamento tra la realtà portuale e l'ambiente esterno è espressa in maniera chiara con la disposizione di cui all'art. 5, della L. 84/1994, secondo comma: *"Le previsioni del PRP non possono contrastare con gli strumenti urbanistici vigenti"* (tale disposizione è rimasta immutata a seguito della novella del 2016). Tale disposizione rafforza la necessità del raggiungimento dell'intesa col Comune, le cui prerogative pianificatorie non possono non tener conto della destinazione urbanistica delle aree portuali e del rispetto delle finalità ad essa connesse.

Al riguardo, già la precedente edizione delle Linee Guida del 2004 ha posto in evidenza che un PRP adottato (ora PRdSP) e non ancora approvato, può contrastare con gli strumenti urbanistici vigenti, a condizione che dall'intesa sorga l'impegno formale del Comune ad adottare la necessaria variante al proprio PRG al fine di consentire un raccordo tra i due strumenti di pianificazione. La Regione, pertanto, provvede ad approvare conclusivamente l'adottato PRP (ora PRdSP) contestualmente all'approvazione della variante al PRG (nel caso in cui l'approvazione dello strumento urbanistico comunale spetti alla Regione).

L'intesa con il Comune rappresenta un momento di assoluto rilievo nell'ambito della procedura di adozione del PRdSP: essa deve intendersi come una intesa "forte", il cui raggiungimento è obbligatorio ai fini dell'adozione del piano regolare portuale e non di una mera consultazione

dell'ente locale dal carattere non vincolante. Diversamente opinando, la previsione legislativa dell'intesa apparirebbe pleonastica, poiché sarebbe sufficiente la presenza, nell'ambito del comitato di gestione, dei sindaci dei comuni interessati, al fine di dare adeguata rappresentatività all'interesse comunale.

Dall'analisi appena esposta, si desume chiaramente che solo un'intensa preventiva attività di concertazione fra le Amministrazioni e gli operatori interessati può consentire un effettivo raccordo fra la pianificazione urbanistica e quella portuale, anche al fine di evitare la dismissione e la sottoutilizzazione delle aree portuali più a ridosso della città.

Tale esigenza è espressa anche con la disposizione di cui al comma 2 bis, secondo cui: *“Nel caso di strutture o ambiti idonei, allo stato sottoutilizzati o non diversamente utilizzabili per funzioni portuali di preminente interesse pubblico, è valutata con priorità la finalizzazione delle predette strutture ed ambiti ad approdi turistici come definiti dall' articolo 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 2 dicembre 1997, n. 509”*.

E' chiaro che il nuovo assetto disegnato dal D.Lgs. 169/2016 pone l'accento sulla necessità di una leale collaborazione interistituzionale, **già a partire dalla redazione del DIP**, secondo quanto raccomandato dalle Linee Guida.

I contenuti generali del PRdSP

Si rammenta nuovamente la definizione del PRdSP di cui all'art. 6 del D.Lgs. n. 169/2016:

“nei porti ricompresi nelle circoscrizioni territoriali di cui all'articolo 6, comma 1, l'ambito e l'assetto complessivo dei porti costituenti il sistema, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore di sistema portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate”.

Il PRdSP, pertanto:

- a) delimita l'**ambito** dei porti costituenti il sistema;
- b) disegna l'**assetto** complessivo dei porti costituenti il sistema.

Entro gli ambiti portuali sono comprese anche le aree destinate:

- alla produzione industriale;
- all'attività cantieristica;
- alle infrastrutture stradali e ferroviarie.

Il PRdSP individua le caratteristiche e la destinazione funzionale delle **aree** comprese negli ambiti dei porti costituenti il sistema.

Dall'attento esame della terminologia utilizzata dal legislatore nella definizione di PRdSP, si rileva l'uso inequivocabile delle parole **ambito, assetto e area**:

- a) gli **ambiti** sono i perimetri entro i quali vigono le previsioni di PRdSP;
- b) l'**assetto** è il "*lay-out*" di piano di ciascuno dei porti costituenti il sistema. Sotto un profilo tecnico, l'assetto non può non comprendere anche i fondali. Potremmo definirlo, dunque, "assetto plano-batimetrico" di piano regolatore di sistema portuale;
- c) le **aree** sono porzioni di territorio portuale comprese entro gli ambiti dei porti del sistema, di cui si individuano le caratteristiche e le destinazioni funzionali.

La adottata definizione di PRdSP, inoltre, mostra la dichiarata intenzione del legislatore di introdurre il concetto di un ambito non strettamente riferito al porto propriamente detto, ma allargato a porzioni di territorio latitante che si mostrino funzionalmente interconnesse al porto operativo anche se, in alcuni casi, potrebbero non ricadere nel demanio marittimo.

Né va sottaciuta la previsione del legislatore di concepire il PRdSP come uno strumento di pianificazione che esamini ed elabori soluzioni tecniche circa le **connessioni e gli innesti** con le infrastrutture stradali e ferroviarie, tenuto conto dello stato infrastrutturale esistente e degli interventi già programmati sul territorio.

Essendo connessioni spesso collocate al di fuori dell'ambito portuale, è auspicabile (se non necessario) che l'Autorità di Sistema Portuale, di concerto con le Amministrazioni comunali interessate e la Regione, pervengano alla promozione di accordi quadro con lo Stato e gli Enti di gestione delle reti (ANAS, RFI, Società Autostradali) al fine di pervenire, ciascuno per quanto di propria competenza, alla programmazione delle opere di collegamento/potenziamento necessarie al funzionamento e allo sviluppo delle attività portuali.

Oltre alle connessioni e agli innesti infrastrutturali di "ultimo miglio", si tratta di individuare, su una scala territoriale più ampia (c.d. di "area vasta"), i **corridoi infrastrutturali** di cui il sistema portuale eventualmente necessita per interconnettere con efficienza i nodi portuali del sistema alle reti di grande comunicazione e ai nodi logistici/trasportistici distribuiti nel territorio di pertinenza geografica e funzionale, territorio che rappresenta il "bacino di riferimento" per la specifica Autorità di Sistema Portuale.

Detti nodi trasportistici/logistici sono, a titolo di esempio gli interporti, i *distripark*, le piattaforme logistiche e gli scali intermodali, secondo la terminologia riportata nel glossario del PSNPL.

Il sistema portuale, quindi, va correttamente concepito come un "sistema di nodi portuali" posto all'interno di una rete plurimodale di trasporto di merci (con i correlati servizi e attività logistiche) e di passeggeri.

In esso, pertanto, si possono riconoscere:

- “contenuti di sistema” del PRdSP, relativi cioè al “bacino di riferimento” sotteso dal sistema dei porti;
- contenuti del PRdSP relativi ai distinti porti facenti parte del sistema.

Inutile sottolineare, sotto il profilo della coerenza dei contenuti del PRdSP, che le previsioni di piano relative a porzioni di territorio poste **al di fuori** degli ambiti dei porti facenti parte del sistema, assumono soltanto un **valore di indirizzo**, a meno che non siano oggetto di specifici accordi quadro o che riportino i contenuti di strumenti di programmazione regolarmente approvati da parte dei soggetti competenti in materia di infrastrutture di trasporto.

In materia di sviluppo logistico nei “bacini di riferimento” connessi ai sistemi portuali, si pone in evidenza, ancora una volta, la esplicita previsione del legislatore di cui all’art. 11-ter del D.Lgs. n. 169/2016, relativo alle competenze ed attività della “Conferenza Nazionale di Coordinamento delle AdSP”:

*“Nell’ambito delle attività cui è preposta la Conferenza Nazionale di Coordinamento delle AdSP, ai sensi dell’articolo 4 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, in sede di Conferenza Stato-Regioni, è definito e approvato un **Accordo quadro nazionale volto a integrare l’esercizio delle rispettive competenze e sostenere attività di interesse comune in materia di sviluppo logistico di area vasta a supporto del sistema delle AdSP, in ambiti territoriali omogenei, anche interregionali, per il coordinamento delle politiche di sviluppo della portualità in connessione con le altre reti di trasporto su ferro, su gomma e aeree, anche ai fini delle loro integrazioni ai Corridoi europei e alle rotte del commercio internazionale**”.*

Sembra opportuno sottolineare l’elevata importanza strategica insita nella definizione ed approvazione di detto Accordo quadro nazionale.

Ciò premesso in linea generale riguardo gli aspetti di sistema, va osservato come il PRdSP rappresenti lo strumento con il quale governare i processi di trasformazione del territorio portuale su un orizzonte temporale solitamente di circa 10÷15 anni.

Ciò comporta, in fase di redazione del PRdSP, il coinvolgimento di una molteplicità di aspetti afferenti ad un ampio spettro di discipline tecniche, economiche, sociali e ambientali.

A mero titolo esemplificativo:

- tendenze evolutive dei trasporti marittimi e delle costruzioni navali (per quanto non investigate dalla Conferenza nazionale di coordinamento);
- aspetti meteomarini e relativi alla sicurezza della navigazione;
- ingegneria idraulica;

- ingegneria marittima (portuale e costiera);
- ingegneria strutturale;
- ingegneria stradale e ferroviaria;
- ingegneria dei trasporti;
- logistica;
- geologia;
- geotecnica;
- urbanistica e pianificazione territoriale;
- aspetti macroeconomici;
- aspetti economici e finanziari;
- aspetti ambientali;
- sicurezza (sia in termini di “*safety*” che di “*security*”);
- aspetti sociali.

Il PRdSP può essere assimilato ad un **piano di tipo strutturale**, strumento di pianificazione intrinsecamente flessibile, che ben si può adattare alla spesso rapida evoluzione delle necessità infrastrutturali di un porto commerciale, che costringono a continue “correzioni di rotta”, pur nell’ambito delle generali linee di sviluppo del porto medesimo.

Il PRdSP, pertanto, delinea le scelte strategiche di assetto e di sviluppo complessivo spaziale e funzionale delle aree portuali, definendone l’ambito e individuandone le condizioni di sostenibilità ambientale nonché quelle per preservare la identità culturale dei luoghi.

Esso precisa gli assetti delle opere marittime ed infrastrutturali, i regimi d’uso e di trasformabilità delle aree portuali, gli strumenti e le fasi attuative, in una visione organizzativa e funzionale unitaria, finalizzata all’efficiente svolgimento delle attività al fine di assicurare la **competitività dei porti**, la **valorizzazione dei contesti urbani e ambientali**, l’**integrazione con le reti di trasporto del territorio**.

Il PRdSP disciplina gli ambiti dei distinti porti facenti parte del sistema in due **sotto-ambiti**:

a) **porto operativo**;

b) **interazione città-porto**.

I due sotto-ambiti includono, al loro interno, **aree** con proprie distinte destinazioni e caratteristiche.

Il primo sotto-ambito comprenderà, in particolare, le **connessioni e gli innesti locali con le reti di trasporto terrestre**, poste a base di concertazioni con i soggetti competenti, il secondo sotto-ambito gli **innesti e gli affacci urbani tra il porto e la città**.

In particolare il PRdSP definisce, all'interno degli ambiti, gli assetti e i requisiti prestazionali delle opere e, inoltre, le aree interessate dallo svolgimento delle funzioni portuali:

a) le opere marittime di grande infrastrutturazione, quali le costruzioni di canali marittimi di accesso, di dighe foranee di difesa, di darsene, di bacini e di banchine e terminali attrezzati, nonché l'escavazione dei fondali;

b) le infrastrutture viarie e ferroviarie;

c) le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alla logistica;

d) le aree di interazione tra porto e città;

e) le aree riservate alla tutela dei beni e valori storico, archeologico, monumentale, paesaggistico e ambientale.

Inoltre il PRdSP provvede a definire le **destinazioni d'uso** delle aree componenti i sotto-ambiti, delle quali si fornisce di seguito un elenco, non esaustivo:

- commerciale (container; ro-ro; merci varie; rinfuse solide; rinfuse liquide)
- industriale e petrolifera
- passeggeri e crocieristica
- peschereccia
- turistica e da diporto
- logistica
- energetica
- costruzioni e riparazioni navali
- officine meccaniche
- servizi e uffici portuali
- spazi e servizi collettivi (viabilità, parcheggi...)
- usi urbani (commerciali, direzionali, residenziali, culturali e rappresentativi, aree verdi, misti) di interesse comune tra porto e città.

Le sopracitate destinazioni d'uso possono essere convenientemente aggregate per "famiglie" in ciascuna area inclusa nei sotto-ambiti. Ciò tenendo conto della necessità che all'interno della stessa famiglia gli usi consentiti siano quelli affetti da similari carichi urbanistici e ambientali

Sotto-ambito “porto operativo”

Il sotto-ambito contiene le aree portuali propriamente dette, strettamente interconnesse alle funzioni portuali primarie (ormeggio delle navi; carico e scarico delle merci; stoccaggio in magazzini e/o piazzali; servizi portuali...), a cui riconoscere propria identità e autonomia.

In questo sotto-ambito, il PRdSP di tipo strutturale esplicita la propria flessibilità mediante tre modalità:

1. individuazione di un **assetto plano-batimetrico del porto operativo intrinsecamente flessibile** (opere esterne, specchi acquei interni, contorno banchinato ed aree portuali retrostanti) conseguente ad una previsione temporale definita (10÷15 anni), assetto suscettibile di modifiche purché contenute entro opportuni margini (c.d. “modifiche non sostanziali”). L’adeguamento tecnico funzionale (ATF) è lo strumento attraverso il quale è possibile veicolare proposte di modifiche non sostanziali all’assetto plano-batimetrico del porto facente parte del sistema;

2. **flessibilità** nella individuazione della destinazione funzionale di ciascuna area componente il sotto-ambito (quale destinazione d’uso prevalente) all’interno della indicazione (qualora possibile) della **famiglia di destinazioni d’uso** compatibili nella stessa area in termini di carichi urbanistici ed ambientali. Trattasi, pertanto, della possibilità di modifica, non in variante, della destinazione d’uso, purché individuata all’interno della stessa famiglia. Inoltre, nel caso in cui si volessero introdurre modifiche non sostanziali alla caratterizzazione funzionale attribuita alle aree portuali (sia nel caso di destinazione d’uso singola sia nel caso di famiglia di destinazioni d’uso) l’ATF è lo strumento per veicolare le proposte di modifica di che trattasi;

3. **flessibilità** del PRdSP riguardo la successiva progettazione delle opere, nel senso che il piano non “irrigidisce” i propri contenuti con scelte di natura progettuale ma **individua i requisiti prestazionali (strutturali, funzionali, ambientali...)** che dovranno essere successivamente **soddisfatti dai progetti** delle opere sottese dal piano.

In definitiva, per tutte le successive modalità di attuazione degli interventi all’interno di ciascuna area portuale componente il sotto-ambito, esiste un “dominio di ammissibilità” di ampiezza finita (altrimenti le previsioni del PRdSP diventerebbero aleatorie) nel virtuale campo tridimensionale che ha come “coordinate”:

1. l’**assetto plano-batimetrico**;

2. le possibili **destinazioni d’uso** dell’area;

3. il corredo dei **requisiti prestazionali** che costituiscono la “griglia di riferimento” per la successiva progettazione delle opere sottese dal piano.

Il raggiungimento della “intesa” con il Comune o i Comuni interessati sul PRdSP può anche passare attraverso la eventuale definizione di un corredo di prescrizioni che, nel complesso, possono in parte rimodulare i “domini di ammissibilità” per ciascuna area del sotto-ambito.

Parziale rimodulazione che, peraltro, può essere anche prescritta nella successiva fase della valutazione tecnica da parte del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici e/o nella fase di VAS, con particolare riferimento al corredo dei requisiti prestazionali.

In definitiva, **la struttura flessibile del piano ben si adatta ad essere integrata e/o modificata dalle eventuali prescrizioni tecniche ed ambientali** che possono scaturire nel corso dell’iter approvativo del piano.

Sotto-ambito di “interazione città-porto”

Il sotto-ambito di “interazione città-porto” comprende le attrezzature legate ai servizi portuali, ma anche, in alcuni casi, al commercio, alla direzionalità e alla cultura, attività propriamente urbane.

Infatti si assiste oggi alla richiesta di riqualificazione di aree di “*waterfront*” (affacci urbani a mare) e di edifici portuali dimessi, attribuendo loro un valore strategico. In particolare, in alcuni casi essi vengono ad assumere funzioni centrali, in grado di rivitalizzare zone periferiche o marginali. In altri casi, proprio la localizzazione di attrezzature di questo tipo può servire da volano per iniziare una operazione più vasta di recupero urbano sul versante cittadino.

Nella definizione di sotto-ambito di interazione città–porto un ruolo di rilievo va riservato anche agli innesti urbani, direttrici di percorso che garantiscono il legame fisico e sociale fra la città e le aree portuali più permeabili e più compatibili con i flussi e le attività della città.

Nel caso di innesti urbani in relazione al sotto-ambito porto operativo, questi non si risolvono in direttrici di percorso ma si costituiscono, piuttosto, come correlazioni visive fra la città e il porto, essendo quest’ultimo spesso interdetto alla fruizione dei non addetti dalla barriera doganale.

Mentre il sotto-ambito porto operativo è solitamente costituito da un insieme di aree tra loro collegate senza soluzione di continuità, il sotto-ambito di interazione città-porto può spesso essere frammentato in più parti, costituendo così un’articolazione più complessa. Come per il sotto-ambito porto operativo, il PRdSP di tipo strutturale esplicita anche qui la propria flessibilità mediante le sopraindicate “coordinate”, declinandole relativamente al sotto-ambito di interazione città-porto.

Nel sotto-ambito di interazione città–porto, possono talvolta insistere i conflittuali interessi dei due soggetti (Autorità di Sistema Portuale e Comune). Si tratta, in tal caso, di individuare una soluzione alle questioni, altrimenti la necessaria “intesa” non può essere ratificata e, di conseguenza, il PRdSP non può concludere il suo iter approvativo, bloccando così la realizzazione dei necessari e urgenti interventi strutturali richiesti dal “porto operativo”.

Anche in questo caso, l'intrinseca flessibilità di un piano di tipo strutturale può fornire un efficace supporto al superamento delle problematiche, in quanto si possono individuare calibrati e concertati "domini di ammissibilità" nelle singole aree costituenti il sotto-ambito di interazione città-porto, caratterizzati da una "griglia di riferimento" a maglia sufficientemente "ampia".

Ciò consente, nei casi di maggior criticità, di non fermare l'iter approvativo del piano, rimandando la concertazione delle scelte attuative ad una fase successiva.

L'ampiezza di tale maglia è concettualmente limitata solo dalla inderogabile necessità di stabilire, sia pur in linea generale, i carichi urbanistici ed ambientali ritenuti sostenibili per quelle aree, al fine di consentire l'espletamento della VAS.

III.2 Il processo metodologico di formazione del PRdSP

Le Linee Guida affrontano, in modo generale, la metodologia di formazione dei contenuti del PRdSP. Punto di partenza della redazione del PRdSP è la individuazione di un corredo di **obiettivi integrati generali** che discendono, come detto, dalla attività di analisi propria del raccomandato **Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP)**.

Gli obiettivi integrati generalidel DIP possono essere opportunamente **gerarchizzati e specificati** nel PRdSP utilizzando una struttura ad albero, così articolata:

- obiettivi generali;
- macro - obiettivi;
- obiettivi specifici,

con evidenziazione delle eventuali **priorità**.

La fase successiva è quella che potrebbe definirsi di "analisi delle strategie", che si può concretamente materializzare mediante lo strumento della valutazione "ex ante", già descritta in linea generale nel paragrafo II.5.

Si tratta di delineare un ventaglio di possibili **soluzioni alternative** in termini di configurazioni strategiche di piano.

Per configurazioni di piano si intendono, nello specifico caso del PRdSP:

- gli **assetti planimetrici (lay-out) e batimetrici** dei porti facenti parte del sistema. Il *lay-out* individua anche gli innesti/connessioni con le infrastrutture di trasporto terrestre;
- l'**individuazione dei due sotto-ambiti** già introdotti (in ciascun porto del sistema) e le caratteristiche funzionali delle aree portuali (destinazioni d'uso).

Tutte le configurazioni di piano alternative devono, ovviamente, mostrarsi:

- congrue con l'albero degli obiettivi (delineare strategie i cui risultati soddisfano gli obiettivi medesimi);
- rispettose delle (eventuali) priorità tra gli obiettivi;
- rispettose delle condizioni al contorno, vincoli e criteri;
- coerenti (o suscettibili di essere ricondotte a coerenza o a non contrasto) con la vigente strumentazione urbanistica e territoriale e con la programmazione dei soggetti preposti alla realizzazione e gestione delle infrastrutture di trasporto terrestri.

Come già raccomandato, un adeguato strumento di valutazione comparata tra le alternative, quale l'analisi multicriteriale, può fornire un utile supporto alla decisione del pianificatore per la scelta della configurazione complessivamente più rispondente agli obiettivi di piano.

Il successivo sviluppo di studi multidisciplinari di dettaglio sulla configurazione di piano prescelta, consente di pervenire alla sua **ottimizzazione**, sia sotto il profilo tecnico-economico sia sotto quello ambientale.

In questa fase, il PRdSP provvede anche alla generale definizione degli interventi/azioni sottesi dalla adottata configurazione di piano. Trattasi, come già sottolineato, di una **definizione non progettuale**, in quanto identifica soltanto il corredo dei requisiti prestazionali che dovranno essere perseguiti dalle scelte di progetto. In taluni casi, solo quando necessario, possono introdursi le possibili caratteristiche tipologiche delle opere, anche in forma grafica.

La configurazione di piano a "regime" può essere utilmente "frammentata" per fasi attuative. Possono inserirsi "*if-then*" logici che consentono lo sviluppo delle successive fasi attuative solo con il verificarsi di condizioni prefigurate all'atto della redazione del piano.

Si riporta di seguito, a mero titolo esemplificativo, un elenco di aspetti e tematismi riferiti allo "stato attuale" delle infrastrutture e della pianificazione nei porti del sistema, dai quali far scaturire gli elementi costitutivi (punti di forza; punti di debolezza; opportunità; rischi/minacce) di un'analisi di tipo "SWOT", **finalizzata alla identificazione degli obiettivi integrati di piano**.

A seconda dei casi, la "SWOT" può essere implementata già nel DIP (per la identificazione degli obiettivi generali) e/o successivamente nel PRdSP (per la identificazione degli obiettivi specifici sulla base degli obiettivi generali del DIP).

A) Elementi per una analisi SWOT

1. Il contesto territoriale ed urbano dei porti del sistema

- localizzazione geografica
- caratterizzazione ambientale del contesto
- il porto nel sistema regionale e sovraregionale
- collegamento con la rete stradale/autostradale/ferroviaria a livello locale e nazionale (offerta di trasporto)
- flussi di traffico indotti sulla viabilità locale impegnata dalle attività portuali
- rapporti e relazioni con il centro urbano
- rapporti ambientali e paesaggistici con il territorio
- analisi delle aree e degli edifici oggetto di misure di tutela e valorizzazione del patrimonio storico
- strumenti urbanistici esistenti (territoriali e di settore)
- ulteriori vincoli

2. I porti del sistema

- caratteristiche attuali del porto (assetto plano-batimetrico; caratteristiche funzionali e infrastrutturali delle opere esterne, delle banchine e dei piazzali attrezzati)
- esposizione meteomarina del paraggio
- raccolta e sintesi dei dati e delle informazioni pregresse
- caratteristiche dei fondali
- dimensione e localizzazione delle attività presenti nel porto
- analisi dei traffici portuali
- determinazione del numero, tipo e dimensione delle navi che frequentano il porto (distinte per tipo di traffico)
- accesso alle aree portuali e viabilità interna (stradale e ferroviaria)
- aspetti energetici

3. Il Piano Regolatore Portuale vigente nei singoli porti del sistema

- assetto plano-batimetrico
- assetto funzionale e zonizzazione
- grado di attuazione del piano
- rapporti con gli strumenti di pianificazione urbana e territoriale

4. I porti del sistema nella pianificazione portuale nazionale

- le macro vocazioni del sistema portuale (individuate in modo concertato in sede di Conferenza nazionale)

B) Elementi per una analisi delle strategie di piano alternative (valutazione *ex ante*), per la successiva ottimizzazione della strategia prescelta e per la successiva descrizione dei contenuti del PRdSP

Trattasi, come già detto, della ricerca e successiva individuazione della strategie di piano tra uno spettro di alternative.

1. Condizioni al contorno, vincoli e criteri alla base della elaborazione di soluzioni alternative di piano

- Criteri per definire la nuova imboccatura portuale ed il bacino avamportuale (tenuto conto della morfologia costiera, del regime del trasporto solido locale, della agitazione ondosa alla imboccatura e delle esigenze navigazionali)
- Criteri di dimensionamento degli specchi acquei portuali interni
- Criteri adottati per definire l'estensione delle banchine, dei piazzali e delle eventuali aree retroportuali
- Condizionamenti derivanti da aspetti tecnici (inclusi quelli geotecnici) e tecnico-economici
- Condizionamenti ambientali e paesaggistici
- Condizionamenti sociali
- Condizionamenti derivanti dal rapporto con il "waterfront" cittadino
- Condizionamenti derivanti dalla limitata disponibilità di aree a mare e/o a terra
- Condizionamenti derivanti da limiti nello sviluppo del sistema infrastrutturale di collegamento viario (su ferro e su gomma) con il territorio
- Condizionamenti e/o vincoli derivanti dalla presenza di aree protette, parchi, siti di importanza comunitaria, zone a protezione speciale, specie prioritarie
- Condizionamenti e/o vincoli derivanti da specifici contenuti dei vigenti atti di pianificazione e/o programmazione
- Condizionamenti per specifiche destinazioni d'uso

2. Generazione di soluzioni alternative di piano. Valutazione comparata

- Descrizione delle soluzioni alternative
- Metodologia di comparazione adottata (analisi multicriteriale)
- Definizione e "pesatura" dei criteri posti a base della valutazione comparata tra le soluzioni alternative
- Attribuzione dei punteggi alle distinte soluzioni alternative di piano
- Esito della valutazione comparata e correlata analisi di sensitività
- Giustificazioni sintetiche a posteriori sull'esito della valutazione comparata

3. Ottimizzazione della soluzione di piano di sistema prescelta

Elenco dei principali aspetti, sottesi dalla soluzione di piano, suscettibili di ottimizzazione (anche mediante l'implementazione di appositi modelli di simulazione fisici e/o matematici)

- Aspetti idraulico-marittimi
 - ✓ Interferenza delle opere foranee con il trasporto solido litoraneo. Effetto “netto” prodotto sulla evoluzione temporale della latitante linea di costa;
 - ✓ Suscettibilità all’insabbiamento (canale di accesso; imboccatura; avamporto e specchi acquei interni);
 - ✓ Penetrazione del moto ondoso (agitazione interna). Eventuale necessario livello di antiriflettenza delle banchine;
 - ✓ Penetrazione delle onde lunghe (ai fini della funzionalità e sicurezza degli ormeggi);
 - ✓ Sicurezza della navigazione in fase di accesso al porto, di evoluzione interna e di accosto.
- Aspetti logistico-trasportistici
- Aspetti tecnico-economici
- Aspetti relativi ai rapporti urbani e/o territoriali
- Aspetti ambientali e paesaggistici

4. Descrizione della proposta di Piano Regolatore di Sistema Portuale

- Aspetti di sistema (connessioni di ultimo miglio, innesti, corridoi plurimodali, connessione ai nodi logistici/trasportistici del “bacino di riferimento”, connessione alla TEN-T...)

Per ogni porto del sistema:

- Descrizione generale del *lay-out* (livello di operatività della nuova configurazione portuale; livello di soddisfacimento della domanda)
- Opere marittime esterne (interferenza con la linea di costa nella unità fisiografica di riferimento; suscettibilità all’insabbiamento dell’imboccatura)
- Accessibilità nautica (canale di accesso; imboccatura; avamporto e evoluzione interna)
- Agitazione interna (propagazione di onde gravitazionali e di onde lunghe)
- Specchi acquei interni (fondali di PRdSP in relazione alle caratteristiche della nave o delle navi di progetto)
- Dragaggio (“*capital dredging*”)
 - ✓ Aree interessate dalle attività di dragaggio
 - ✓ Volumi di dragaggio
 - ✓ Stima preliminare della qualità dei sedimenti da dragare
 - ✓ Modalità smaltimento/reimpiego dei sedimenti. Bilancio dei volumi
 - ✓ Casse di colmata
- Banchine (grado di riflettenza del moto ondoso)
- Piazzali attrezzati e magazzini portuali
- Viabilità interna (su ferro e su gomma)
- Interconnessioni con la viabilità esterna e con le aree retroportuali (su ferro e su gomma)
- Entità dei flussi attesi indotti dall’esercizio del porto nello scenario di piano. Eventuali criticità e soluzioni
- Descrizione generale dei servizi portuali, della edilizia demaniale, commerciale e turistico-ricreativa, delle opere ed interventi complementari, della dotazione impiantistica (inclusi gli impianti di distribuzione e produzione di energia)
- Disciplina delle merci pericolose

- Soluzioni per il “*waterfront*” cittadino (affacci e/o innesti urbani) e per la qualità del paesaggio
- Zonizzazione per funzioni (destinazioni d’uso delle aree componenti l’ambito portuale, con eventuale individuazione delle famiglie di destinazione d’uso compatibili)
- Costi di costruzione delle opere sottese dal piano
- Fasi attuative (eventuali inserimenti di “*if-then*”, che condizionano una fase attuativa all’effettivo verificarsi di un determinato evento)

5. Rapporto tra il Piano Regolatore di Sistema Portuale ed i piani e programmi vigenti a livello urbano e territoriale

- I livelli e gli ambiti di coerenza studiati
- Il rapporto con il PRG comunale
- Compatibilità e coerenza degli interventi sottesi dal nuovo PRP con gli obiettivi dei piani e dei programmi vigenti
- Disarmonie e/o criticità. Proposte per il superamento delle criticità

III.3 Il prodotto. Elenco-tipo degli elaborati del PRdSP

L’obiettivo del presente paragrafo è quello di fornire una proposta di articolazione per gli elaborati del PRdSP. Ciò al solo scopo di assicurare, per quanto possibile, un approccio metodologico sufficientemente omogeneo alla redazione del piano.

E’ del tutto evidente che il contenuto dei singoli elaborati va ragionevolmente graduato ed adattato, caso per caso, in funzione dell’importanza e/o della criticità degli aspetti sottesi.

Una suddivisione degli elaborati può essere così formulata:

- **Relazione generale**
 - ✓ macro vocazioni del sistema portuale
 - ✓ aspetti e contenuti relativi al sistema portuale (lato mare e lato terra)
 - ✓ aspetti e contenuti relativi ai distinti porti del sistema
- **Rapporto ambientale**
- **Elaborati grafici di piano**
 - ✓ relativi al sistema portuale
 - ✓ relativi ai distinti porti del sistema
- **Elaborati integrativi di piano**
 - ✓ relativi al sistema portuale
 - ✓ relativi ai distinti porti del sistema
- **Norme d’attuazione**
- **Allegati**
 - ✓ elaborati di documentazione
 - ✓ relazioni e studi di settore

➤ **Relazione generale**

La relazione generale del PRdSP ha i seguenti scopi primari:

- descrivere lo **stato di fatto** sotto il profilo sia fisico morfologico/funzionale (naturale, storico, culturale, ambientale, infrastrutturale, funzionale, ecc.) sia istituzionale e programmatico (soggetti, proprietà, concessioni, vincoli preordinati, stato della pianificazione ed attuazione...), considerato con riferimento alle distinte aree portuali del sistema, al contesto urbano-comunale, all'assetto territoriale ed infrastrutturale del "bacino di riferimento";
- evidenziare gli **obiettivi integrati** (tecnici ed ambientali) posti a base della pianificazione;
- fornire una adeguata testimonianza del percorso metodologico adottato nelle fasi di redazione del PRdSP, con particolare riferimento alla identificazione della **strategia di piano** adottata a seguito di un processo di valutazione comparata tra alternative strategiche;
- descrivere i **contenuti** del PRdSP, sia del sistema portuale sia dei distinti porti facenti parte del sistema;
- fornire una ragionata **sintesi delle relazioni e studi di settore** a supporto o a verifica delle scelte di piano;
- illustrare i regimi normativi, le regole, gli strumenti e le priorità operative adottate nelle **norme d'attuazione**;
- indicare le **fasi attuative** del piano nel tempo e la **stima di massima dei costi** dei correlati interventi.

➤ **Rapporto ambientale**

Nel Capitolo V delle Linee Guida si affrontano specificatamente i profili ambientali della pianificazione e i relativi procedimenti di valutazione ambientale. In esso si rinvengono gli indirizzi metodologici per la redazione del rapporto ambientale.

➤ **Elaborati grafici di piano**

1. Elaborati grafici relativi al bacino territoriale di riferimento del sistema portuale
 - a) stato dei luoghi (caratteri fisici, morfologici ed ambientali);
 - b) assetto infrastrutturale e logistico attuale (corridoi infrastrutturali, strade, autostrade, ferrovie, aeroporti, idrovie, nodi logistici/trasportistici del "bacino di riferimento", connessione alla reti TEN-T);
 - c) pianificazione territoriale e di settore;
 - d) vincoli, aree a specifica tutela ambientale;

- e) elaborati grafici che riportano l'assetto infrastrutturale e logistico "programmatico", anche per fasi temporali di attuazione, integrando quello attuale con:
- ✓ le opere in corso di esecuzione;
 - ✓ quelle programmate dai soggetti competenti;
 - ✓ le connessioni e gli innesti previsti dal PRdSP, relativi ai distinti porti del sistema.
- f) pianificazione urbana delle città portuali (stralci relativi alle pianificazioni generali ed attuative per la parte d'interesse dell'ambito portuale, con l'evidenziazione dei vincoli esistenti e del sistema infrastrutturale di trasporto esterno all'ambito, a scala urbana).

2. Elaborati grafici relativi ai distinti porti facenti parte del sistema

- a) la delimitazione dell'ambito con l'individuazione dei sotto-ambiti;
- b) l'indicazione delle aree demaniali marittime, della cinta doganale e dei confini amministrativi tra Comuni limitrofi;
- c) l'individuazione delle aree funzionali, interne ai sotto-ambiti, essendo ciascuna area caratterizzata dalla propria destinazione d'uso e dalla famiglia di destinazioni d'uso compatibili ad essa eventualmente correlate;
- d) il sistema dei vincoli sovraordinati e di nuova definizione;
- e) i generali caratteri plano-batimetrici: canali di accesso, avamperto, specchi acquei interni, opere portuali (esterne e interne), piazzali e opere a terra;
- f) l'individuazione degli specchi acquei soggetti a dragaggi e delle aree eventualmente destinate a colmata, con indicazione di massima dei volumi in gioco;
- g) l'indicazione degli spazi, delle aree di servizio e delle attrezzature di uso collettivo;
- h) gli *innesti e gli affacci urbani* e le direttrici della viabilità stradale e ferroviaria interna ai sotto-ambiti (esistente e pianificata);
- i) le *interconnessioni infrastrutturali* stradali e ferroviarie (esistenti e pianificate) all'interno dell'ambito con le reti di trasporto terrestre, esterne all'ambito (esistenti e pianificate o programmate), opportunamente gerarchizzate;
- j) l'individuazione delle aree oggetto di operazioni attuative unitarie, di regimi concessori o d'uso particolari;
- k) l'articolazione temporale e l'evidenziazione delle varie fasi attuative.

Le tavole di PRP hanno valore normativo; si raccomanda che siano redatte su cartografia aerofotogrammetrica georeferenziata aggiornata, in scala adeguata.

➤ **Elaborati integrativi del piano**

Trattasi di elaborati di inquadramento territoriale a carattere propositivo, senza valore normativo, di specificazione delle proposte del piano. Sono redatti nelle forme e nelle scale più opportune.

Riguardano, tra l'altro:

- le eventuali sezioni tipologiche delle opere marittime esterne ed interne;
- le proposte nei territori esterni all'area portuale, oggetto di possibili e/o necessarie intese interistituzionali, accordi quadro, quali quelli relative ai corridoi ambientali interni o costieri, ai corridoi infrastrutturali di connessione con il territorio e la città, alle aree urbane contigue al porto.

Riguardano, altresì, tutti gli elementi conoscitivi a supporto per la valutazione del piano sotto i profili tecnico e ambientale.

➤ **Norme d'attuazione**

Le norme stabiliscono, nelle parti generali, contenuti, elaborati ed efficacia del piano e, nelle parti specifiche, i regimi di uso e trasformazione delle aree nonché delle opere infrastrutturali ad esse connesse, le dotazioni di servizi collettivi ed i requisiti ambientali, le priorità, le procedure, gli indirizzi progettuali e gli strumenti d'attuazione dei programmi d'intervento.

Le norme, nelle parti specifiche, si articolano in **prescrittive e d'indirizzo**.

Quelle **prescrittive** hanno carattere impegnativo e, se modificate oltre i limiti di flessibilità stabiliti, implicano variante al piano.

Le norme **prescrittive** riguardano:

- a. l'individuazione dell'**ambito** di piano con l'articolazione in sotto ambiti;
- b. l'individuazione del generale **assetto plano-batimetrico** degli elementi costituenti il piano (opere portuali esterne ed interne, specchi acquei, direttrici della viabilità stradale e ferroviaria, piazzali, aree di sosta ed edifici di servizio...), con possibilità di introdurre modifiche a singoli elementi o a gruppi di elementi pianificati, in maniera tale che le variazioni eventualmente da introdurre costituiscano "modifiche non sostanziali" degli elementi medesimi, sia in senso assoluto che relativo;
- c. le **destinazioni d'uso** delle aree, nonché le dotazioni di spazi e di servizi di uso collettivo, con possibilità di precisazione e modifica (non in variante) all'interno dei raggruppamenti identificati nei domini di ammissibilità per ciascuna area del sotto-ambito (famiglie di destinazioni d'uso);

d. il riferimento ad un corredo di **requisiti prestazionali, condizioni e criteri** per la progettazione e la successiva valutazione degli interventi, sotto il profilo della fattibilità tecnico-economica e della sostenibilità ambientale;

e. l'individuazione degli ambiti di applicazione dei regimi di appartenenza (demanio, pubblico, privato) e d'uso delle aree, dei regimi concessori, degli eventuali strumenti attuativi o operativi delle opere e degli interventi.

Le norme **d'indirizzo** riguardano:

- a. le procedure operative e gli eventuali strumenti attuativi per i programmi d'intervento previsti nelle aree comprese nel sotto ambito di interazione città – porto;
- b. gli indirizzi e i protocolli per il monitoraggio dell'attuazione del piano al fine di verificare costantemente la validità dello strumento in termini di efficacia ed efficienza. Tale monitoraggio deve riguardare anche tempi, modalità, effettività ed impatti delle opere e degli investimenti inseriti nei piani industriali degli operatori privati, ai fini dell'ottenimento delle concessioni demaniali, con particolare riguardo al rispetto dei cronoprogrammi e alle ricadute economiche ed occupazionali.

➤ **Allegati: elaborati di documentazione**

- a) piani regolatori portuali vigenti (confronto con proposta di PRdSP);
- b) planimetria stato di fatto delle aree portuali (confronto con proposta di PRdSP);
- c) grado di attuazione dei piani regolatori portuali vigenti (confronto tra a) e b));

A tale documentazione si aggiunge tutto ciò che serve ulteriormente per la comprensione delle scelte evidenziate nei grafici di piano.

In particolare, dovranno essere chiaramente esplicitate, con una lettura comparata delle normative, le scelte del nuovo piano in relazione agli strumenti di pianificazione urbana.

Si tratta di elaborati privi di valore normativo, ma con funzioni di supporto agli elaborati di piano.

➤ **Allegati: studi di settore**

Sono quelli i cui risultati sono sintetizzati nella relazione generale, ovvero:

- a) statistica e studio previsionale dei traffici merci e passeggeri;
- b) analisi della compatibilità dei traffici marittimi in relazione alla configurazione di piano (sono raccomandati modelli di simulazione per l'ottimizzazione del grado di occupazione delle banchine);
- c) studio meteomarino (clima del moto ondoso al largo e sotto costa; livelli del mare; correnti e trasporto solido associato; regime anemologico locale...);

- d) analisi delle ripercussioni indotte dalle nuove opere esterne sulla costa adiacente; analisi del potenziale insabbiamento dell'imboccatura portuale;
- e) analisi della sicurezza della navigazione con appropriato strumento di indagine, ivi incluso, quando necessario, il simulatore di manovra *"real time full mission"* relativo alle operazioni di ingresso/uscita ed accosto delle navi;
- f) studio dell'agitazione ondosa all'interno del porto (onde di vento e onde di lungo periodo);
- g) studio idrologico e idraulico dei corsi d'acqua che interferiscono con il porto;
- h) generale inquadramento idrogeologico, geologico e geotecnico;
- i) studio dell'inserimento urbanistico ed architettonico delle nuove infrastrutture portuali con riferimento alle emergenze architettoniche e storico-testimoniali;
- j) studio dei collegamenti stradali e ferroviari;
- k) studio delle modalità di trasporto interne all'ambito portuale.

Gli studi di settore, relativi a ciascun porto del sistema, non hanno valore normativo ma di supporto:

- alla identificazione delle strategie e delle azioni di piano;
- alle valutazioni tecniche ed ambientali da parte dei soggetti istituzionalmente preposti.

In conclusione:

- **l'elenco-tipo degli elaborati di piano non ha la pretesa di essere esaustivo, ma rappresenta un riferimento generale, dovendo comunque essere modificato e/o integrato in rapporto alle criticità, alla significatività delle problematiche affrontate, alle finalità dei singoli piani, tenuto anche conto degli studi ed elaborati già esistenti (sviluppati per i PRP dei distinti porti del sistema);**
- **inoltre, il "passaggio" da PRP a PRdSP, previsto dal legislatore, impone necessariamente la scelta di un livello di definizione dei contenuti di piano che consenta compiute valutazioni tecniche ed ambientali ma che, al tempo stesso, impedisca l'eccessivo "appesantimento" dell'atto di pianificazione.**

III.4 La variante-stralcio (VS)

Il procedimento amministrativo di approvazione della variante-stralcio (VS)

L'art. 6 del D.Lgs. 169/2016 individua l'iter procedimentale della variante-stralcio:

“Il Presidente del comitato di gestione dell'autorità del sistema portuale, autonomamente o su richiesta della regione o del Comune interessati, può promuovere al Comitato di gestione, per la successiva adozione, varianti-stralcio concernenti la qualificazione funzionale del singolo scalo marittimo.

Le varianti-stralcio al piano regolatore di sistema portuale, relative al singolo scalo marittimo, sono sottoposte al procedimento previsto per l'approvazione del piano regolatore di sistema portuale, fermo restando che in luogo della previa intesa con il comune o i comuni interessati è prevista l'acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte dei medesimi comuni e che in luogo della procedura di VAS si svolge la procedura di verifica di assoggettabilità a VAS ai sensi dell'articolo 12 del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Le varianti-stralcio di porti ricompresi in una AdSP la cui circoscrizione territoriale ricade in più Regioni, è approvato con atto della Regione nel cui territorio è ubicato il porto oggetto di variante-stralcio, sentite le Regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla medesima AdSP, previa intesa con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti”.

Le potenziali semplificazioni della variante-stralcio (VS) rispetto al PRdSP, in termini di iter procedimentale, sono invero significative:

- è prevista l'acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti in luogo della previa intesa con il comune o i comuni interessati;
- è prevista la procedura di verifica di assoggettabilità a VAS in luogo della procedura di VAS. E' del tutto evidente che, laddove nella fase di verifica di assoggettabilità a VAS non fosse riconosciuta la fattispecie di “modifica minore” al PRdSP, occorrerebbe poi procedere a VAS. **Pertanto, su un piano di concretezza, la variante-stralcio si mostra una scelta efficiente, in termini procedurali, allorquando le modifiche introdotte possono essere ragionevolmente ricondotte a detta fattispecie.**

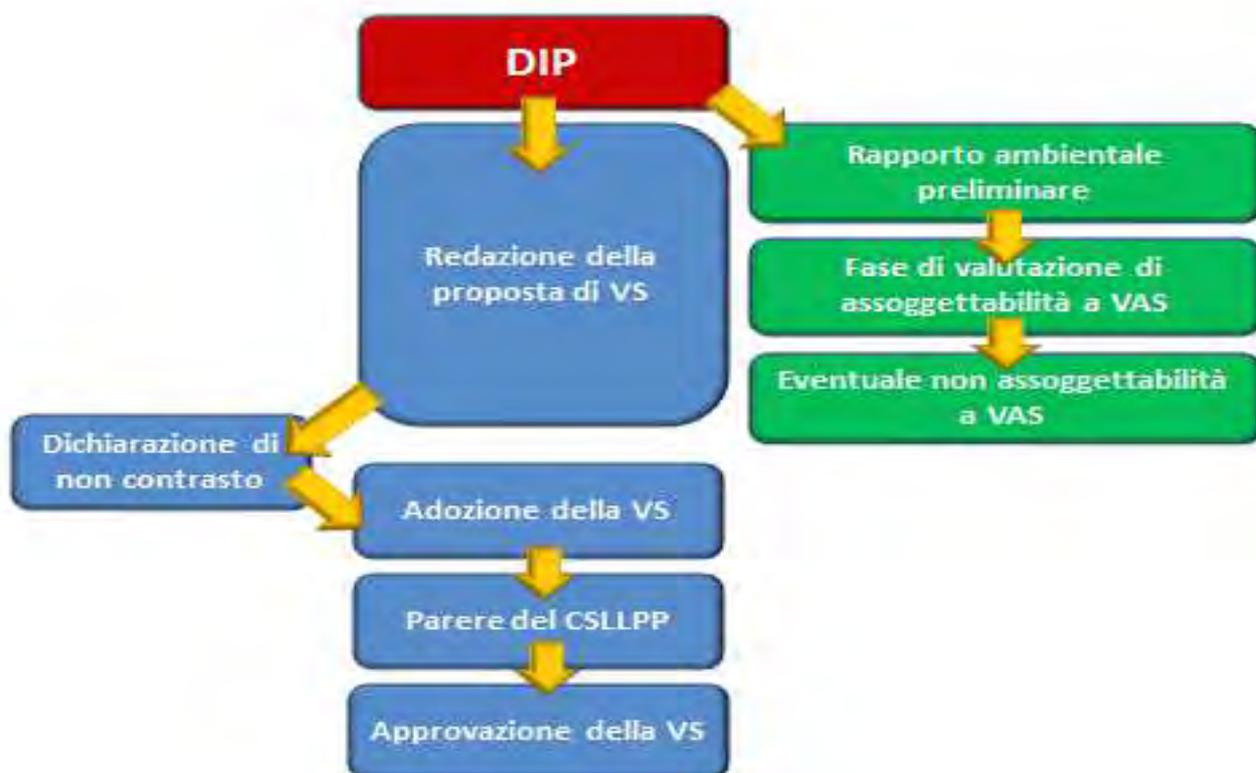


Fig. III-2- Procedimento amministrativo di approvazione della VS in caso di non assoggettabilità a VAS (in rosso l'attività "raccomandata", in verde il sub-procedimento ambientale)



Fig. III-3 - Procedimento amministrativo di approvazione della VS in caso di assoggettabilità a VAS (in rosso l'attività "raccomandata", in verde il sub-procedimento ambientale)

Possibili casi di studio di una VS

Alla variante-stralcio può esser fatto ricorso, a titolo esemplificativo, nei casi in cui siano necessari interventi di riqualificazione finalizzati all'**adeguamento e al miglioramento dell'efficienza delle funzioni non direttamente correlate allo sviluppo strategico e alla macro-vocazione del sistema portuale nel suo complesso.**

Tra detti interventi, ad esempio, si possono rinvenire:

- il trasporto passeggeri a garanzia della continuità territoriale;
- la produzione cantieristica,
- il refitting e la manutenzione delle unità da diporto;
- il diportismo nautico e i servizi ad esso complementari; l'attività peschereccia.

Più in generale, costituisce variante-stralcio (relativa ad uno specifico porto) la introduzione di modifiche sostanziali all'assetto infrastrutturale e/o funzionale di PRdSP, che non riguardano i contenuti "sistemici" della pianificazione.

Nella fase transitoria della riforma della legislazione portuale, come già detto, la VS non è uno strumento di pianificazione utilizzabile, in quanto presuppone l'esistenza di un PRdSP vigente.

Il processo metodologico di formazione della VS. Elenco-tipo degli elaborati della VS

Non si ritiene che si debbano formulare indirizzi specifici per il processo metodologico di formazione della variante-stralcio e per l'elenco-tipo degli elaborati. Ciò in quanto le fattispecie di VS possono essere tra loro molto diverse.

Tuttavia, in linea generale, si può affermare che:

- i contenuti di sistema del PRdSP restano di fatto immutati, poiché la variante-stralcio non configura una variante generale al PRdSP;
- in linea generale, il processo metodologico può sempre svolgersi secondo le modalità del PRdSP, con le dovute semplificazioni concettuali alla luce della portata "localizzata" delle variazioni introdotte al PRdSP;
- riguardo agli elaborati della VS (al netto degli elaborati relativi al sistema portuale, non variati) si tratta di declinare caso per caso, mediante riduzioni/adattamenti, l'elenco-tipo proposto per il PRdSP.

III.5 L'adeguamento tecnico funzionale (ATF)

Il procedimento amministrativo di approvazione dell'adeguamento tecnico funzionale

L'art. 6 del D.Lgs. 169/2016 individua l'iter procedimentale della variante-stralcio:

“Le modifiche che non alterano in modo sostanziale la struttura del piano regolatore di sistema portuale in termini di obiettivi, scelte strategiche e caratterizzazione funzionale delle aree portuali, relativamente al singolo scalo marittimo, costituiscono adeguamenti tecnico funzionali del piano regolatore di sistema portuale.

Gli adeguamenti tecnico-funzionali sono adottati dal Comitato di gestione dell'Autorità di sistema portuale, previa acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte del comune o dei comuni interessati. E' successivamente acquisito il parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni, decorrenti dalla ricezione della proposta di adeguamento tecnico funzionale. L'adeguamento tecnico funzionale è approvato con atto della Regione nel cui territorio è ubicato il porto interessato dall'adeguamento medesimo”.

L'adeguamento tecnico funzionale (ATF), indubbiamente, sottende un procedimento relativamente snello. Il “successo” dello strumento promosso dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici con il voto di indirizzo n° 93/2009 in numerosi quanto significativi “casi di studio”, ha poi condotto alla “cristallizzazione” in norma dello strumento medesimo.

L'iter procedimentale per la sua approvazione è, per così dire, “ridotto all'osso”, pur assicurando gli irrinunciabili requisiti in termini di:

- **non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti;**
- **fattibilità tecnica e non rilevanza ambientale (ai fini del procedimento di VIA) della proposta di ATF.**

Un elemento di novità introdotto dal legislatore, rispetto al voto di indirizzo, risiede in un “allargamento” dello spettro di possibilità offerte dall'ATF, laddove si stabilisce che *“le modifiche che non alterano in modo sostanziale la struttura del piano regolatore di sistema portuale in termini di ... **caratterizzazione funzionale delle aree portuali**, ... costituiscono adeguamenti tecnico-funzionali ...”.*

Si tratta, evidentemente, di un allargamento delle fattispecie di ATF da utilizzare “cum grano salis”, caso per caso.

Una modifica non sostanziale in termini funzionali può ravvedersi, ad esempio, allorquando si debba inserire una destinazione d'uso in una specifica area portuale, già caratterizzata da una funzione.

Detta ragionata flessibilità dell'ATF in termini funzionali, peraltro, potrebbe non rivelarsi necessaria se il PRdSP già prevedesse, laddove materialmente possibile, una "famiglia" di destinazioni d'uso compatibili per una specifica area portuale (eventualmente esplicitando la funzione "caratterizzante" e quelle comunque "ammissibili").

Altri possibili "caso di studio", in termini di modifiche funzionali non sostanziali, potrebbero concretizzarsi:

- nella introduzione di variazioni non significative nelle norme d'attuazione del piano, purché non contrastanti con gli strumenti urbanistici vigenti;
- nella rilocalizzazione di funzioni portuali già previste dal PRP vigente, anche attraverso "scambi" di funzione tra aree portuali.

In detti casi, occorre dimostrare che la variazione funzionale introdotta non costituisce modifica sostanziale, in quanto i carichi tecnici ed ambientali non mutano in modo significativo.



Fig. III-4 - Procedimento amministrativo di approvazione di un ATF

Possibili "casi di studio" di un ATF

Le numerose fattispecie esaminate dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici a seguito del voto di indirizzo n° 93/2009 possono sostanzialmente ricondursi alle macro-categorie sotto riportate, sotto il profilo dei contenuti:

- modifiche non sostanziali agli assetti planimetrici delle opere esterne ed interne (moli foranei, calate, moli e retrostanti piazzali), con conseguente ricalibrazione del contorno interno portuale, senza alterare l'assetto generale di piano. Ciò anche a seguito della sopravvenuta identificazione di una nuova nave (o navi) di progetto;
- modifiche non sostanziali alle batimetrie di piano e all'assetto planimetrico degli specchi acquei portuali (canale di accesso, bacino di evoluzione, darsene). Anche in questo caso, dette modifiche potrebbero essere dettate dalla sopravvenuta identificazione di una nuova nave (o navi) di progetto;
- inserimento di una cassa di colmata che non altera in modo sostanziale la struttura del PRdSP (la successiva attribuzione di funzioni portuali alla cassa di colmata, una volta consolidata, può passare attraverso una proposta di variante-stralcio, in linea generale).

A ciò si aggiungono:

- modifiche non sostanziali alla caratterizzazione funzionale delle aree portuali, come già rilevato (nuove funzioni compatibili con la preesistente, o le preesistenti, nella medesima area portuale; rilocalizzazione di funzioni portuali preesistenti; integrazioni/modifiche delle norme d'attuazione).

In questa dominio di modifiche non sostanziali, un cambio di imboccatura portuale (o un suo radicale ridisegno) o un intervento di espansione delle aree portuali non possono essere considerati ATF.

Sotto il profilo procedimentale:

- una proposta di ATF, come già rilevato, può essere lo strumento per "anticipare" la realizzazione di opere che saranno successivamente inserite nella proposta di PRdSP;
- l'ATF può eventualmente rappresentare il momento di verifica di adempimento a prescrizioni tecniche relative ai contenuti di piano, impartite in fase di conclusiva approvazione del PRdSP.

Si osserva, inoltre, che un limite concettuale dell'istituto dell'ATF risiede nel fatto che esso non può essere ripetutamente utilizzato nel medesimo porto facente parte del sistema, nel caso in cui l'effetto "cumulato" di modifiche non sostanziali di distinti ATF determinasse una variazione sostanziale nell'assetto generale di piano del porto.

In ultimo, non appare secondario osservare che, in taluni casi, la introduzione di una "micro-modifica" all'assetto planimetrico del porto può non generare una proposta di ATF.

A mero titolo di esempio, è il caso di un intervento di ristrutturazione di una banchina mediante "rifodera" della struttura preesistente.

La variazione planimetrica del "filo banchina" è una necessaria (quanto inevitabile) conseguenza tecnica della esecuzione dell'opera, del tutto trascurabile nella più ampia prospettiva dello strumento di pianificazione portuale.

Il processo metodologico di formazione dell'ATF

Si tratta di un processo metodologico estremamente semplificato che, in linea generale, non può essere ricondotto a quello del PRdSP (elaborazioni di soluzioni strategiche alternative, all'interno del PRdSP, e successiva valutazione comparata tra di esse con un adeguato strumento a supporto delle decisioni, quali l'analisi multicriteriale).

Nel caso dell'ATF, un simile approccio metodologico non sembra rapportato alla necessaria "snellezza" dello strumento (in termini di contenuti) e del suo iter procedimentale. Del resto, l'ATF è quasi sempre una scelta "obbligata" dettata da cause contingenti, sopravvenute, non prevedibili a priori all'atto della redazione del PRdSP.

Il parere di indirizzo n° 93/2009 dell'Assemblea Generale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sull'ATF

Con voto del 9 Ottobre 2009 n° 93, l'Assemblea Generale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici ha espresso un parere di indirizzo nel settore della pianificazione portuale, di significativa portata innovativa e fortemente atteso dalla portualità nazionale.

In esso si è proposto un chiaro percorso metodologico e procedimentale per gli adeguamenti tecnici funzionali.

La non assoggettabilità degli adeguamenti tecnici funzionali a variante di piano regolatore portuale ha consentito importanti risparmi di tempo nella attuazione dei correlati interventi infrastrutturali, offrendo certezze agli operatori pubblici coinvolti e garantendo la necessaria flessibilità allo strumento di pianificazione portuale.

Il parere di indirizzo in parola è stato il risultato di una preziosa collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Ciò ha consentito l'elaborazione di un testo condiviso, che mette "a sistema", nella logica dello "sportello unico", le competenze tecniche ed ambientali in materia.

Il parere si pone in un rapporto di continuità concettuale con il precedente voto n° 44/1999 dell'Assemblea Generale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sull'argomento, pur innovandone significativamente la portata alla luce:

- delle *"Linee guida per la redazione dei piani regolatori portuali"*, emanate con Circolare Ministeriale del 15.10.2004 n° 17778;
- delle sopravvenute norme ambientali di cui al D.Lgs. n° 152/2006 e ss. mm. e ii..

Più in particolare, l'esigenza di una rivisitazione degli indirizzi formanti oggetto del richiamato voto n° 44/1999 si è manifestata principalmente nella necessità di individuare un più aggiornato criterio direttore (coerente con la nuova cornice normativa e metodologica) per il riconoscimento della fattispecie di adeguamento tecnico funzionale delle opere previste dal piano regolatore portuale.

Il parere ha posto l'invarianza delle "scelte e degli indirizzi di piano" quale imprescindibile condizione per il riconoscimento della fattispecie di "modifica non sostanziale".

La modifica non sostanziale non ha rilevanza significativa sulle previsioni di piano e costituisce pertanto un adeguamento tecnico-funzionale delle opere previste dal piano e non una variante del piano stesso.

Si riporta di seguito un ampio stralcio del voto n° 93/2009:

"Aspetti metodologici"

... l'Assemblea è dell'avviso che, alla luce:

- dei numerosi "casi di studio" sui quali, nel recente passato, questo Consesso ha espresso parere;*
- dell'atto di indirizzo emanato dalla Amministrazione Centrale in materia (Circolare del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti del 15.10.2004 n° 17778 recante "Linee guida per la redazione dei piani regolatori portuali", di seguito "Linee Guida");*
- delle norme sopravvenute in materia ambientale (D. Lgs. n° 152/2006 e ss. mm. e ii.);*
- di norme regionali emanate in materia di approvazione dei PRP, nell'ambito della potestà legislativa conferita alle Regioni ai sensi del riformato art. 117 della Costituzione (L.R. del 12.03.2003 n° 9 della Regione Liguria),*

si possa pervenire ad una "rivisitazione" dei contenuti del voto n° 44/1999, adeguandolo alla sopravvenuta cornice normativa e metodologica e alla prassi tecnico-amministrativa che si è consolidata nel tempo.

Più in particolare, le "Linee guida" suggeriscono, come è noto, il consolidato modello di "piano strutturale" per il PRP.

La portata innovativa dell'atto di indirizzo è ben evidente: le impetuose, spesso imprevedibili, dinamiche di un porto non possono essere governate da uno strumento di pianificazione "rigido", che definisca gli assetti plano-altimetrici e batimetrici delle infrastrutture con un linguaggio "progettuale", ma, piuttosto, da una pianificazione per "obiettivi", che porta con sé un intrinseco carattere di ragionata flessibilità negli assetti stessi.

Un piano strutturato per obiettivi, peraltro, si pone in stretta coerenza concettuale con il "performance based approach" della moderna pianificazione portuale a livello internazionale, come ben messo in evidenza nella Sessione Speciale "Ports of the future" organizzata da PIANC Italia all'interno del Congresso Mondiale PIANC 2006.

Secondo la scansione metodologica del "Quadro Logico" già adottato dall'Unione Europea nella formazione di programmi infrastrutturali complessi (e mutuato nelle "Linee guida"), a seguito della analisi dei problemi e della successiva analisi degli obiettivi (gerarchizzati e prioritarizzati), il Piano

Regolatore Portuale esprime le conclusioni di una analisi delle strategie che altro non sottende, sotto il profilo infrastrutturale, se non un ottimizzato assetto plano-altimetrico e batimetrico di opere atto a perseguire con efficacia ed efficienza gli obiettivi e che non definisce rigidamente geometrie e tipologie strutturali ma, piuttosto, i requisiti prestazionali (la “griglia di condizioni e criteri” delle “Linee guida”) che dovranno essere soddisfatti dai progetti delle opere che dal piano medesimo discendono.

In questo rinnovato e più organizzato contesto metodologico e concettuale, dunque, la “modifica non sostanziale” è riconoscibile allorché nell’ambito del “sistema porto”, per effetto di una sopravvenuta “forzante”, sia necessario modificare l’assetto plano-altimetrico e batimetrico delle opere previste nel piano regolatore portuale per perseguire i traguardati obiettivi, mantenendo le stesse scelte strategiche.

Ma, come detto, il modello di “piano strutturale” presuppone un assetto plano-altimetrico e batimetrico delle opere intrinsecamente flessibile che, pertanto, ben si adatta ad accogliere al suo interno la “modifica non sostanziale”. Quest’ultima, pertanto, introduce soltanto un adeguamento infrastrutturale delle opere previste nel piano nell’ambito delle originarie e confermate scelte strategiche, atte a perseguire i prefissati obiettivi.

Diversamente, il mancato adeguamento infrastrutturale alle variate condizioni al contorno potrebbe portare, nel tempo, al non soddisfacimento delle prestazioni riguardate dagli obiettivi di piano, che rappresentano l’essenza del piano medesimo.

L’adeguamento tecnico funzionale delle opere previste dal piano, ovviamente, non deve essere rilevante sotto il profilo ambientale e deve comunque rispondere ai requisiti di fattibilità tecnica e di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti, come previsto dall’art. 5 – comma 2 della legge n° 84/1994.

L’adeguamento tecnico funzionale delle opere previste da un piano è quindi ben distinto dalle modifiche minori di un piano (secondo l’accezione di cui all’art. 6 comma 3 del D. Lgs. n° 152/2006 e ss. mm. e ii.). Infatti, l’adeguamento tecnico funzionale non altera i contenuti di piano (rappresentati da obiettivi e dalle correlate scelte strategiche) mentre le modifiche minori di un piano, con l’alterazione (anche parziale) degli obiettivi e delle strategie, introducono una variante al piano stesso, con la conseguente necessità di percorrere l’iter procedimentale dell’art. 5 della Legge n° 84/1994 e ss. mm. e ii., sia pure in forma potenzialmente più speditiva (preventiva verifica di assoggettabilità a V.A.S. ai sensi del citato art. 6 comma 3 del D. Lgs. n° 152/2006 e ss. mm. e ii., prevista nel caso di modifiche minori).

Aspetti procedurali

Su ciascuna motivata e documentata proposta di “adeguamento tecnico funzionale”, questo Consiglio Superiore si esprimerà, pertanto, in ordine:

- *al riconoscimento della fattispecie di “adeguamento tecnico funzionale” delle opere previste dal piano e, conseguentemente, della non modificazione degli obiettivi e del generale assetto strategico del porto, sia in termini infrastrutturali che funzionali (aspetto di metodo);*
- *alla fattibilità tecnica e alla non rilevanza ambientale degli adeguamenti delle opere previste dal piano e della eventuale valutazione tecnica del relativo progetto definitivo, se congiuntamente trasmesso (aspetto di merito).*

Per garantire la completezza del parere nei suoi aspetti sia tecnici che ambientali, a tutto vantaggio della speditezza dell'azione amministrativa, questo Consiglio Superiore si esprimerà sulle proposte di adeguamento tecnico-funzionale:

- *previa acquisizione, per il tramite dei due componenti di diritto dell'Assemblea Generale come individuati ai sensi dell'art. 3, comma 4, lett. q) ed r) del DPR n. 204/2006, delle determinazioni della Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale adottate in base al parere reso ex artt. 2 e 9 del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare da parte della Commissione tecnica CTVIA di cui al DPR n. 90/2007 e della Direzione Generale per la Qualità della Vita del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sulla eventuale necessità di sottoporre il progetto delle opere sottese dall'adeguamento tecnico funzionale alla procedura di verifica di assoggettabilità a V.I.A. di cui all'art. 20 del d.lgs. n. 152/2006, nonché sulla eventuale necessità di adeguamento alle procedure di bonifica previste dalle norme vigenti (nel caso in cui il progetto delle opere ricada all'interno di un sito di bonifica di interesse nazionale). Le determinazioni delle suddette Direzioni sono rese entro 60 giorni dalla consegna degli elaborati nella prima riunione della Commissione relatrice incaricata di riferire sull'affare;*
- *previa acquisizione dell'avviso della Regione medesima, per quanto di competenza, per il tramite del proprio rappresentante ex art. 3 - comma 5 del DPR n° 204/2006, entro il medesimo termine di cui al punto precedente.*

Sotto il profilo procedimentale, il soggetto proponente l'“adeguamento tecnico funzionale” procederà:

- *preliminarmente alla richiesta di parere tecnico, alla formale adozione della proposta di “adeguamento tecnico funzionale” previa la verifica, da parte della competente Amministrazione Comunale, della sussistenza del requisito di “non contrasto” con i vigenti strumenti di pianificazione urbanistica;*
- *a trasmettere a questo Consesso gli elaborati del proposto “adeguamento tecnico funzionale” con il corredo di una relazione sintetica che individui, descriva ed analizzi gli effetti dell'intervento su tutte le componenti ambientali sottese, anche utilizzando formati elettronici;*
- *successivamente al parere tecnico di questo Consesso, alla formale comunicazione alla Amministrazione Regionale dell'esito del parere medesimo, in quanto detta Amministrazione è competente in materia di approvazione dei piani regolatori portuali”.*

Pertanto, sulla proposta di ATF il Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici si esprime in merito ai **profili di procedibilità, ammissibilità e fondatezza**.

Più in particolare, si esaminano:

- il profilo di **procedibilità** della proposta medesima in termini di completezza della documentazione tecnico-amministrativa a corredo dell'ATF;
- il profilo di riconoscibilità della fattispecie di "adeguamento tecnico funzionale" delle opere previste dal piano e, conseguentemente, del rispetto degli obiettivi e del generale assetto strategico del porto, in termini infrastrutturali ed ambientali (valutazione dell'**ammissibilità** della proposta);
- i profili di fattibilità tecnica (inclusi quelli di sicurezza della navigazione) e di non rilevanza ambientale delle opere previste dalla proposta di ATF (valutazione sulla **fondatezza** della proposta). Il Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici può formulare specifiche prescrizioni per indirizzare la successiva progettazione delle opere sottese dall'ATF.

Elenco-tipo degli elaborati dell'ATF

In linea generale, l'ATF si compone dei seguenti elaborati:

a) Relazione generale

Con essa si riferisce:

- sullo stato della pianificazione portuale vigente;
- sullo stato dei luoghi;
- sulle motivazioni della proposta;
- sulla descrizione della proposta;
- sulla stima economica di massima delle opere sottese dalla proposta e sulle eventuali fasi temporali di attuazione;
- sulle motivazioni poste a base della attribuzione della fattispecie di adeguamento tecnico-funzionale;
- sul "non contrasto" della proposta con gli strumenti di pianificazione urbanistica vigenti;
- sulla sicurezza della navigazione;
- sui contenuti degli altri elaborati redatti a corredo della proposta.

b) Relazione ambientale sintetica

Essa ha lo scopo di individuare, descrivere ed analizzare gli effetti dell'intervento su tutte le componenti ambientali sottese. Si rimanda al paragrafo V.3.3 per il necessario approfondimento.

c) Eventuali studi ed indagini di settore

Essi hanno lo scopo di supportare tecnicamente la proposta, anche con l'ausilio di apposita modellistica (a titolo di esempio, quando necessarie, prove su simulatore nautico di tipo "real time - full mission" per valutare l'idoneità di variazioni non sostanziali relative al canale d'accesso e/o

all'imboccatura portuale e/o al bacino avamportuale).

d) Elaborati grafici

In linea generale, essi sono costituiti da:

- planimetria del PRP/PRdSP vigente (con zonizzazione funzionale);
- planimetria stato dei luoghi (con correlata documentazione fotografica);
- planimetria con evidenziazione della proposta, confrontata con il PRP/PRdSP vigente;
- planimetria con evidenziazione della proposta, confrontata con lo stato dei luoghi.

e) Atti amministrativi

In linea generale, essi sono costituiti da:

- adozione della proposta con delibera di Comitato di gestione della AdSP;
- formale atto delle Amministrazioni Comunali interessate, recante la dichiarazione di “non contrasto” della proposta con i vigenti strumenti di pianificazione urbanistica;
- ogni ulteriore eventuale parere e/o assenso e/o nulla-osta sulla proposta, con particolare riferimento a quelli della competente Regione e dell’Autorità Marittima.

PARTE IV – LINEE GUIDA: CONTENUTI TECNICI SPECIALISTICI DELLA PIANIFICAZIONE

IV.1 Aspetti infrastrutturali: la connessione alle grandi reti stradali e ferroviarie

Il tema della connessione delle infrastrutture portuali con le reti trasportistiche e logistiche terrestri, con particolare riferimento all'accessibilità stradale e ferroviaria, propone significative esigenze di approfondimento tecnico sin dalla fase della pianificazione.

La possibilità, infatti, di impostare correttamente la struttura e la configurazione dei principali elementi che definiscono i collegamenti viari, costituisce una condizione primaria per poter garantire l'efficacia e la sostenibilità nell'esercizio delle infrastrutture marittime; come tale, essa rappresenta una tematica di rilievo nello sviluppo e nella definizione del Piano Regolatore di Sistema Portuale.

A livello di pianificazione nell'area vasta, pare utile anzitutto sviluppare un'analisi schematica e un approfondimento specialistico, rivolto a riconoscere ed evidenziare, nell'ambito del Sistema Portuale cui si riferisce il Piano, le funzioni essenziali e caratteristiche di ciascuna infrastruttura marittima.

Tali funzioni, per potersi sviluppare in maniera coerente rispetto alle esigenze e ai vincoli di carattere economico e ambientale, dovranno necessariamente integrarsi e colloquiare con le infrastrutture stradali e ferroviarie (con ciò intendendo l'accertamento della loro sussistenza, validità, idoneità delle caratteristiche tecnico-funzionali e della configurazione).

Ciò significa, in concreto, che per ciascun porto ricadente nel Sistema all'esame, si potranno riconoscere una o più funzioni caratteristiche e/o prevalenti (commerciale, logistica, turistica...) anche in relazione alla disponibilità di efficaci e validi collegamenti alle reti di trasporto terrestre.

Nella fase della pianificazione, pertanto, sussiste l'inderogabile necessità di analizzare le dotazioni infrastrutturali esistenti, valutarne la qualità e l'idoneità a determinate funzioni di trasporto, esaminare criticamente la possibilità di servire il traffico generato/attratto dall'infrastruttura portuale con adeguati livelli di sicurezza e qualità della circolazione (stradale o ferroviaria).

Tale analisi dovrebbe essere svolta in una fase molto anticipata delle attività di pianificazione, poiché in caso di verifica positiva si potrà procedere verso approfondimenti di maggior dettaglio, mentre invece, in caso contrario, **sarà necessario riconsiderare le "vocazioni" funzionali delle diverse infrastrutture del singolo porto e, ove possibile, riassegnare le stesse all'interno del Sistema Portuale in maniera più coerente e sostenibile con il trasporto e la logistica nel territorio.**

L'analisi sopra delineata dovrà essere opportunamente differenziata in funzione della specificità delle funzioni prevalenti dei singoli porti, le quali si legano anche a una maggiore indicazione e utilità – rispettivamente – dei collegamenti stradali o ferroviari.

Infatti, in genere, alle funzioni industriali o commerciali si attagliano meglio le connessioni con l'infrastruttura ferroviaria e/o con sistemi e centri logistici (anche intermodali), mentre per lo sviluppo delle funzioni di trasporto dei passeggeri, turistiche o similari, risultano sovente più indicati i collegamenti alla rete stradale.

In generale, l'elemento discriminante nell'analisi si potrà riconoscere nella presenza e nel riconoscimento dell'idoneità funzionale di collegamenti diretti alle infrastrutture di livello primario o principale, per quanto concerne la connessione sia alle reti stradali sia alle reti ferroviarie.

Un'ulteriore differenziazione dovrà essere introdotta a seconda che le diverse infrastrutture portuali si collochino in prossimità, o addirittura all'interno, del tessuto urbano consolidato (in molti casi può trattarsi anche di città storiche).

Ciò implica l'esigenza, da un lato, di valutare la concreta possibilità di giungere a realizzare – anche per mezzo di interventi successivi – un valido collegamento viario; dall'altro lato tale circostanza pone un'ulteriore questione che concerne l'eventuale necessità di collegare il porto anche alla rete viaria urbana, soprattutto nei casi in cui la funzione prevalente dell'infrastruttura marittima si rivolge alle attività turistico-ricettive e similari.

Dall'esito delle valutazioni sviluppate nella fase preliminare della pianificazione di area vasta, dipenderanno ulteriori attività che riguardano la pianificazione e l'adozione di misure e provvedimenti per un orizzonte temporale di breve e medio termine (entro il quale si pone l'esigenza di gestire e regolare le dotazioni infrastrutturali esistenti) ovvero nel lungo termine (con la pianificazione di realizzazione di nuove infrastrutture che modificano sostanzialmente le opere esistenti).

Entrambe queste azioni dovranno necessariamente essere integrate e rese coerenti con gli altri processi di pianificazione, e dunque costituiranno elementi sostanziali per l'adozione di intese e accordi, ovvero rilasci di pareri da parte di altri Enti preposti al governo del territorio.

I processi di **analisi, valutazione, selezione e azione** sopra descritti possono essere sintetizzati ed espressi per mezzo dello schema di flusso seguente (Fig. IV-1).

INFRASTRUTTURE VIARIE – PIANIFICAZIONE DI AREA VASTA

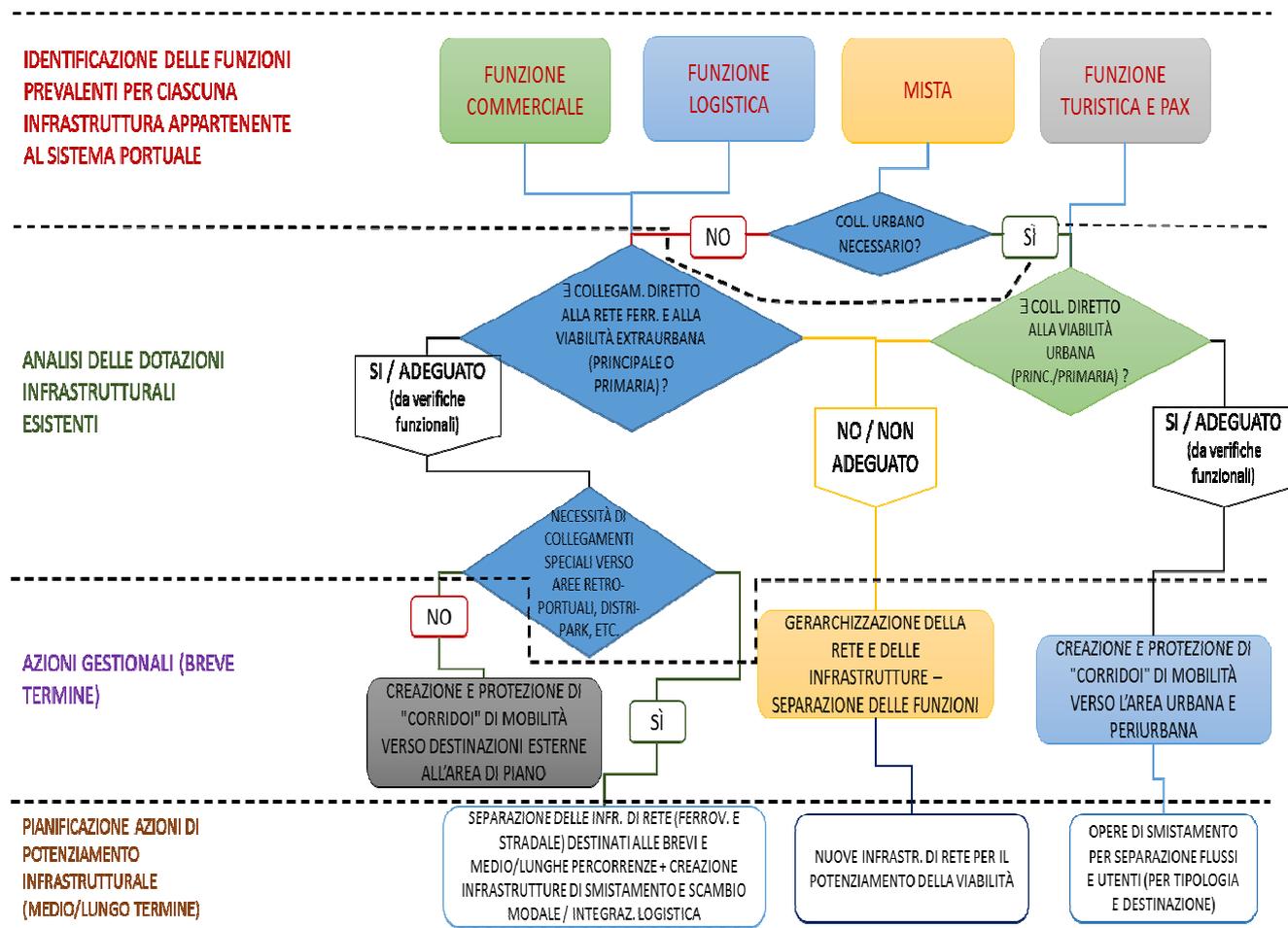


Fig. IV-1

IV.2 Aspetti infrastrutturali: innesti e viabilità interna

Gli innesti e corridoi infrastrutturali – da e verso le infrastrutture portuali – pongono la necessità di sviluppare, sin dalla fase della pianificazione, valutazioni tecniche specialistiche e approfondite per poter riconoscere l’appropriatezza delle opere di collegamento e trasporto terrestre, in relazione al traffico e alle esigenze funzionali poste da ciascun porto entro il sistema di appartenenza.

In primo luogo, devono essere riconosciute le analogie e le differenze, rispettivamente, tra i collegamenti stradali e i collegamenti ferroviari; vi sono infatti, tra queste due modalità, sia caratteristiche comuni o simili, sia talune significative differenze. Deve essere osservato, in particolare, che mentre nel caso dei collegamenti ferroviari, la “rigidità” della progettazione – ossia l’esigenza di garantire standard geometrici, costruttivi e impiantistici di rilevante complessità, al fine di conseguire la funzionalità e la sicurezza dei trasporti su ferro – inducono in genere una condizione di “priorità” nella pianificazione, le opere stradali, viceversa, risultano sovente asservite ad altre esigenze.

Si intende, in sostanza, che la geometria e la configurazione delle strade a servizio delle infrastrutture marittime, sono spesso condizionate dalla necessità di adattare le stesse, confinandole negli spazi residuali lasciati disponibili dalle esigenze insediative legate a obiettivi più riconosciuti (impianti, edificazioni, spazi in concessione...).

Anche per le infrastrutture stradali, invece, è necessario considerare opportunamente le problematiche poste dal corretto sviluppo delle previsioni progettuali, nonché le esigenze legate all'esercizio, sin dalla fase di impostazione della pianificazione, così da riservare a tali opere gli spazi necessari nel rispetto delle loro caratteristiche tecniche e funzionali e delle previsioni normative.

Oltre agli aspetti più strettamente legati ai tracciati e alle opere stradali e ferroviarie, la tematica della pianificazione portuale, in relazione alle infrastrutture di mobilità terrestri, comprende anche altri aspetti rilevanti. Occorre infatti dedicare la necessaria cura ad alcuni temi, solo apparentemente secondari, quali: la definizione, la localizzazione e il dimensionamento degli spazi di sosta all'interno del porto e in adiacenza alla sua cintura esterna; l'ubicazione e la conformazione dei piazzali destinati alle diverse funzioni operative previste; le caratteristiche geometriche e strutturali dei sistemi e dei terminali destinati alle funzioni di intermodalità. Nel complesso è necessario, perciò, che gli studi di pianificazione definiscano e collochino tutte le infrastrutture, gli spazi e le opere necessari per la gestione delle operazioni previste all'interno del terminale marittimo.

La definizione dei requisiti prestazionali per la progettazione delle opere infrastrutturali sottese dal piano

Considerando che, come detto, le caratteristiche dei collegamenti ferroviari rimangono generalmente definite dall'applicazione delle rigorose norme tecniche di settore, nonché dalla prassi operativa del Gestore dell'infrastruttura Ferroviaria, le istanze di pianificazione sulle quali occorre soffermarsi maggiormente sono quelle legate alle infrastrutture stradali.

Tipologie stradali

L'analisi dei collegamenti terrestri a grande e media scala che interessano un terminale marittimo, deve partire dalle valutazioni in merito alle modalità di *accesso* e di *egresso* dall'area portuale.

La prima questione fondamentale riguarda l'appropriata identificazione delle caratteristiche tipologiche delle infrastrutture stradali. La continuità dei collegamenti terra-mare richiede di disporre di elementi viari collocabili a un livello di rete **primario** o **principale** (autostrade, strade extraurbane principali o urbane di scorrimento – cfr. Fig. IV-2). Il riferimento normativo fondamentale è costituito, oltre che dal Codice della Strada, dal D.M. Infrastrutture e Trasporti del 5 Novembre 2001 "*Norme geometriche e funzionali per la costruzione delle strade*"; per quanto riguarda le intersezioni, la Norma cogente è contenuta nel D.M. Infrastrutture e Trasporti del 19 Aprile 2006 "*Norme geometriche e funzionali per la costruzione delle intersezioni stradali*".

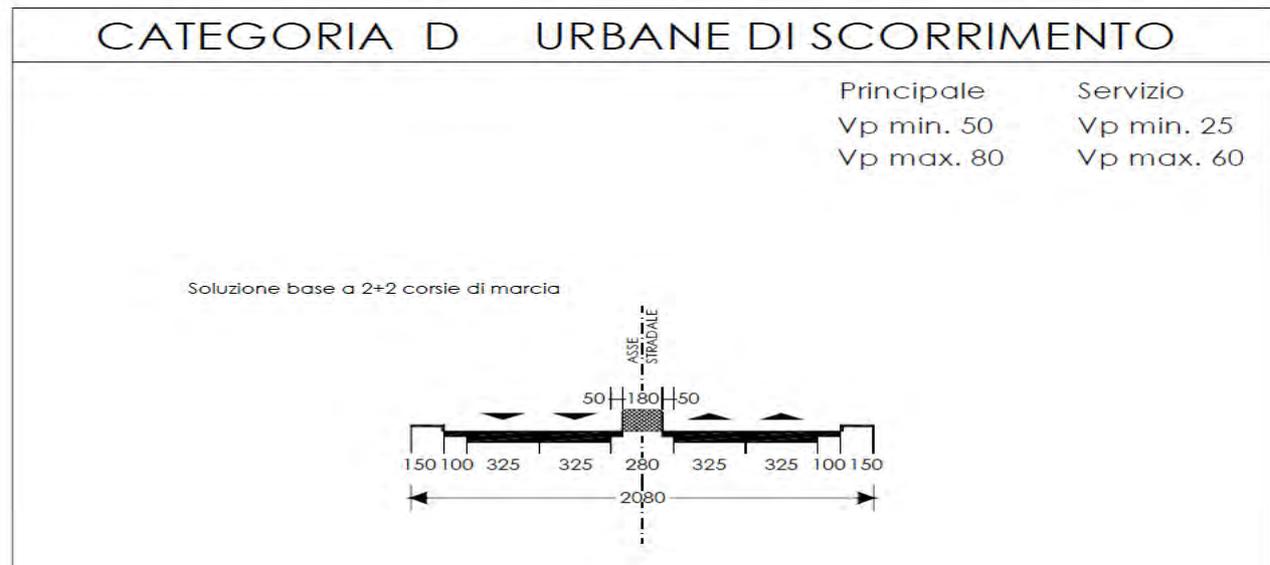
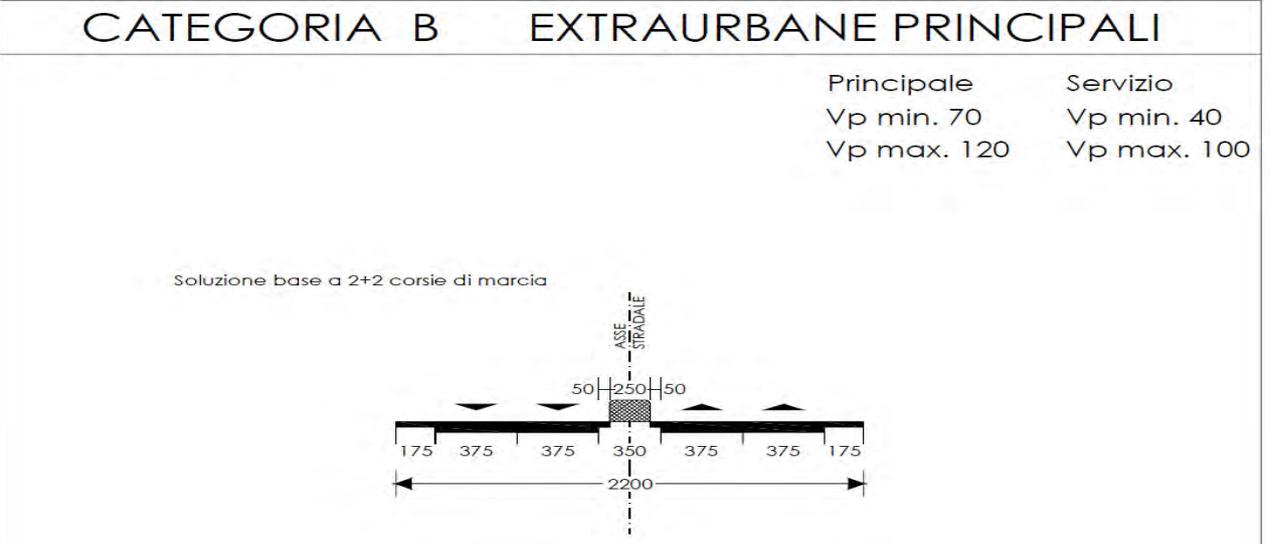
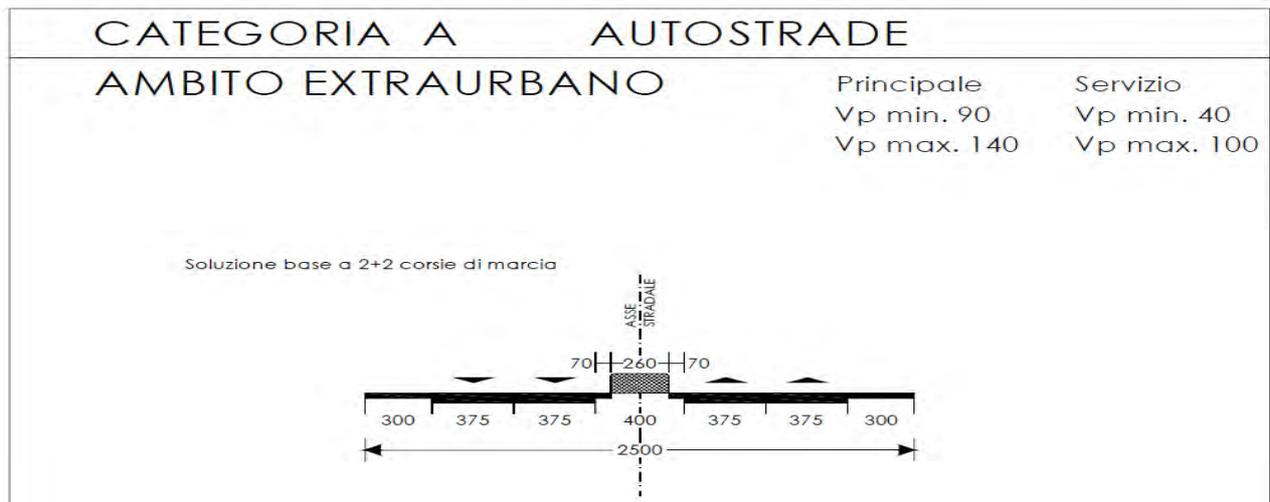


Fig. IV-2- Esempi di organizzazione funzionale per le tipologie stradali di livello primario o principale, in ambito extraurbano o urbano

Spesso, peraltro, la localizzazione dell'area portuale o altri vincoli, impediscono o condizionano fortemente la possibilità di garantire gli standard geometrici e funzionali richiesti per le tipologie stradali più appropriate. Questo è particolarmente vero nel contesto territoriale italiano, dove frequentemente i porti appartengono a città storiche o ad ambiti densamente insediati.

In tal caso, l'approfondimento deve prevedere modalità particolari, anche in relazione all'esigenza di collegare o meno l'infrastruttura portuale al tessuto e alla rete viaria urbana.

Purtuttavia, risulta necessario coordinare l'impostazione tecnica, finalizzata alla progettazione di tali opere stradali, con la pianificazione territoriale e urbanistica.

Risulta perciò molto importante che il Piano Regolatore – sia che si tratti di uno strumento di nuova elaborazione o che costituisca un aggiornamento delle precedenti previsioni – assuma come esigenza prioritaria la definizione o, qualora necessario, l'adeguamento della viabilità di connessione all'infrastruttura portuale, secondo le corrette soluzioni tipologiche e, conseguentemente, nel rispetto dei corrispondenti standard geometrico-funzionali.

Composizione dei flussi di traffico

Un altro aspetto caratteristico – e problematico – della viabilità di collegamento ai porti, riguarda la composizione e tipologia del traffico che li interessa. Normalmente, infatti, si tratta di mix con forte presenza di traffico pesante, in conseguenza della vocazione e delle funzioni di trasporto svolte dalle infrastrutture marittime. Inoltre, devono essere considerati gli effetti di concentrazione spazio-temporale del traffico che si possono determinare quando nell'esercizio dell'attività portuale si ha prevalenza di talune funzioni (Ro-Pax, croceristiche...). Accade frequentemente, infatti, che nelle ore di concentrazione degli arrivi o delle partenze di navi da crociera o dei traghetti, le strade di collegamento al porto raggiungano rapidamente le condizioni tipiche dello stato di congestione del traffico, con gravi ripercussioni sia sulla funzionalità del porto, sia sull'area urbana (o extraurbana) adiacente. Tali effetti diventano ancor più rilevanti se, nel traffico generato o attratto dalle operazioni di sbarco o di imbarco, sono presenti molti veicoli "critici" per la circolazione (ossia veicoli che presentano particolari esigenze di manovra), quali – in particolare – gli autocarri e gli autobus.

Regolazione della circolazione

Molta attenzione deve essere posta al fatto che la viabilità all'interno delle aree portuali, non può considerarsi svincolata dalle ordinarie regole di circolazione, riferibili a tutta la viabilità ad uso pubblico. Accade piuttosto frequentemente, invece, che nei piani portuali o in altri strumenti di pianificazione/progettazione tecnica, vengano previsti criteri "speciali" per la verifica delle condizioni di sicurezza e funzionalità della viabilità portuale o peri-portuale. Si fa riferimento, nello specifico, all'imposizione di limiti di velocità, all'assunzione di deroghe, all'utilizzo di impropri riferimenti normativi o regolamentari. Tali assunzioni sono spesso giustificate con il fatto che in

prossimità o all'interno delle aree portuali, il traffico è soggetto a limitazioni, ovvero è consentito solo ad alcune tipologie di veicoli o a particolari categorie di utenti (Fig. IV-3).



Fig. IV-3 - L'accesso alle aree portuali è sovente riservato solo agli utenti autorizzati; tale condizione tuttavia non comporta deroghe rispetto alle norme di progettazione ed esercizio delle opere viarie

In realtà, invece, il Codice della Strada (D. Lgs. del 30 Aprile 1992, n. 285) e il Relativo Regolamento di esecuzione e attuazione (D.P.R. del 16 Dicembre 1992, n. 495), prevedono che le norme in essi contenute, o emanate in virtù di un mandato ad esso riconducibile (tra esse, in particolare, le norme *tecniche* ex art. 13 co. 2 del Codice) valgano per tutte le strade «ad eccezione di quelle di esclusivo uso militare». La possibilità di discostarsi dai criteri e dalle indicazioni della normativa cogente, è perciò limitata alle sole fattispecie dell'"*adeguamento di infrastrutture esistenti*" o della "*deroga ex art. 13 co. 2 del Codice*". Di queste circostanze è necessario tener conto sin dall'attività di pianificazione, al fine di poter provvedere a riservare spazi e geometrie appropriati per conseguire gli standard tecnici richiesti.

Circolazione interna

La rete delle infrastrutture di mobilità all'interno di un'area portuale, risulta determinante per poter garantire funzionalità, efficienza e sicurezza alle attività industriali e commerciali. E' necessario che i collegamenti interni al porto siano strutturati in maniera completa, efficiente, razionale, chiara ed efficace (Fig. IV-4).

Nell'attività di pianificazione, si tratta di un aspetto di pari importanza rispetto ad altre esigenze o vincoli (zonizzazione funzionale, definizione e assegnazione degli spazi, previsione di aree in concessione, aree retroportuali...), ai fini della definizione del layout. Dalla funzionalità della circolazione all'interno dell'area portuale possono infatti dipendere gran parte delle prestazioni dell'intera infrastruttura di trasporto, in termini di efficienza, economicità e sicurezza.

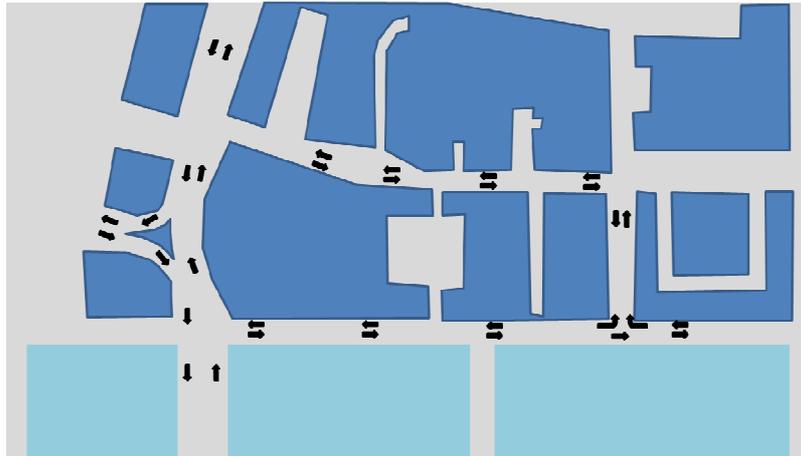


Fig. IV-4 – Un esempio di schema della circolazione viaria all'interno di un'area portuale

In particolare, un tema molto delicato e potenzialmente critico riguarda la condivisione o promiscuità di spazi tra varie funzioni, potenzialmente in conflitto tra loro. E' il caso, ad esempio, sia delle attività relative al carico-scarico-spostamento delle merci rispetto alla circolazione a terra, sia della compresenza di funzioni veicolari e pedonali negli spazi riservati alla viabilità. Sono assolutamente da evitare situazioni in cui la gestione degli spazi e la regolazione delle funzioni rimangano indefinite (Fig. IV-5), come si può verificare quando alcune aree possono di volta in volta servire da aree di stoccaggio, da spazi di manovra o movimentazione, ovvero da zone di transito. In tali casi infatti, gli utenti non possono sapere con certezza quali condizioni funzionali si potranno loro prospettare, né quali accortezze o norme di comportamento si dovranno seguire.



Fig. IV-5 - Le aree di stoccaggio, circolazione, manovra e transito devono risultare ben definite nella organizzazione funzionale della viabilità interna di un'infrastruttura portuale

Analogamente, risulta necessario verificare che nelle zone di concentrazione dei diversi movimenti da servire (traffico veicolare, manovre di movimentazione merci, circolazione pedonale...), siano costantemente garantite le migliori condizioni di visibilità, che risulta un requisito fondamentale per assicurare adeguati livelli di sicurezza rispetto al rischio di investimento o ad altre possibili modalità incidentali.

Infrastrutture per lo scambio modale

La natura delle infrastrutture marittime, che presentano – salvo poche eccezioni – caratteristiche fortemente polifunzionali e prevalentemente orientate verso l'intermodalità, richiede di prevedere e pianificare infrastrutture adeguate, sia all'interno del sedime portuale, sia per realizzare collegamenti "dedicati". L'attività tecnica comprende importanti aspetti strutturali e impiantistici, che sebbene siano maggiormente riservati alla fase progettuale, presentano talvolta ricadute importanti (spazi, collegamenti, connessioni) anche nella definizione del piano regolatore.

Tra gli effetti più evidenti, si evidenzia la necessità di riservare spazi amplissimi a funzioni di sosta, stoccaggio, trasferimento e ad altre esigenze di carattere prettamente logistico. Tali aree devono però essere efficacemente collegate per l'accesso dei mezzi di trasporto ordinari e/o speciali.

Gli impianti a servizio dell'intermodalità propongono talvolta, inoltre, pesanti vincoli di carattere geometrico, dimensionale o strutturale, alla configurazione delle infrastrutture di collegamento (Fig. IV-6). In tal senso, è importante che le previsioni pianificatorie nascano congiuntamente, sia rispetto alle connessioni intermodali sia per quanto attiene alle opere viarie. In tal modo, sarà possibile garantire che i diversi aspetti risultino pienamente congruenti e che eventuali elementi in conflitto trovino un'opportuna sintesi tecnica e funzionale nelle previsioni del piano regolatore.



Fig. IV-6 - Le infrastrutture per l'intermodalità possono introdurre vincoli particolari nella pianificazione e progettazione delle opere di viabilità

IV.3 Aspetti trasportistici

Considerazioni Introduttive

Lo studio degli effetti prodotti sul traffico e sull'ambiente, derivanti dalle scelte di assetto portuale e della logistica, devono essere, nella redazione del PRdSP o di sua variante sostanziale, oggetto di specifico studio di settore.

Si evidenzia, in primo luogo, la necessità di inquadrare la redazione di un Piano Regolatore di Sistema Portuale (PRdSP) in una visione sistemica città/territorio/rete di porti, e di dover valutare

gli effetti delle scelte progettuali anche in riferimento alle funzioni obiettivo che descrivono gli impatti sull'ambiente. In tale prospettiva, ai fini dell'analisi degli effetti di un PRdSP non solo sulla città e sul territorio di immediata gravitazione ma, preliminarmente a ciò, sul sistema della portualità dell'arco marittimo di diretta influenza sull'assetto dei traffici del porto oggetto di PRdSP, assume particolare importanza:

- da un lato il dimensionamento dell'offerta di servizi di banchina per modalità di trasporto e per target di domanda;
- dall'altro, la distribuzione delle attività e dei servizi del porto per i loro effetti sulla generazione di mobilità.

L'organizzazione del piano, la ricerca attraverso di esso delle soluzioni più efficaci ed economiche, ma soprattutto la definizione della porzione del territorio entro la quale si esauriscono gli effetti *"significativi di impatto"* di traffico passeggeri e merci in riferimento alle diverse soluzioni di piano, sono aspetti non circoscrivibili all'interno di rigide prescrizioni tecniche.

I progettisti di piano, sulla scorta della dimensione dell'intervento, sia geografica che economica, connessa alla tipologia dell'intervento stesso, devono optare per una differente e più o meno articolata organizzazione del piano. Tale organizzazione varierà in riferimento alla rete dei porti in competizione fra loro ed ai loro piani di sviluppo, così come alle connessioni del porto stesso con la città ed il territorio e al coinvolgimento delle infrastrutture stradali e ferroviarie esistenti per gli impatti su di esse delle attività del porto in termini di generazione ed attrazione di traffico. Questi elementi potranno anche concorrere alla definizione delle attività e delle funzioni assegnate a ciascun porto nell'ambito del sistema di appartenenza, e conseguentemente incidere sulle scelte da compiere nell'attività di pianificazione.

In sede di redazione del PRdSP, o di sua variante generale, può essere utile definire solo in forma generica la localizzazione planimetrica e la geometria di nuove opere, valutandone peraltro l'effetto in termini di impegno o asservimento di aree ovvero di vincoli dimensionali.

Per quanto attiene alle opere destinate a garantire i collegamenti viari, tali vincoli dovranno discendere dal riconoscimento delle tipologie funzionali delle infrastrutture idonee a garantire le connessioni con il territorio.

Ciò evidentemente determina lo sgravio di dover definire strutturalmente l'opera stessa a livello di piano, ma **l'intervento tuttavia, ancorché solo zonizzato, deve essere descritto attraverso parametri/requisiti funzionali adeguati che possano consentire di dimensionare il traffico generato dalle attività sottese.**

Infatti la scelta di piano dovrà essere giustificata dal confronto con le potenziali localizzazioni alternative dell'attività stessa, nelle modalità descritte più sotto.

L'organizzazione dello studio di settore dei trasporti si potrà articolare su due distinti capitoli:

- A. Il nuovo PRdSP e i suoi effetti sul “sistema” della portualità: definizione e dimensionamento dei traffici marittimi di pertinenza (**Sea Side**).
- B. Il nuovo PRdSP e gli effetti sul dimensionamento dell’offerta di trasporto interna al porto e di collegamento con le reti esterne stradali e ferroviarie (**Land Side**)

Di seguito vengono richiamati gli aspetti fondamentali da trattare nel PRdSP e nelle sua varianti sostanziali, ed all’interno di ognuno di essi verrà indicata una possibile coniugazione con quanto detto sopra.

Per lo studio di settore di cui si è detto al punto precedente e per chiarezza di esposizione si suggerisce un’organizzazione dei contenuti dello stesso secondo il seguente schema:

SEA SIDE:

- previsioni di Sviluppo delle Attività portuali generate dagli scambi via mare: il traffico marittimo che interesserà il porto negli scenari temporali di Piano;
- previsione di arrivi e partenza di natanti nei periodi di punta (mese, settimana, giorno e ora);
- verifica funzionale dell’offerta infrastrutturale del porto (moli, aree sosta al servizio dei moli, sistemi di movimentazione nave-banchina);
- scelta del layout più efficiente ed economico con approccio multicriteriale.

LAND SIDE:

- definizione del traffico merci e passeggeri per mese, giorno ed ora di punta;
- analisi di funzionalità della rete di trasporto esterna al porto, comprensiva dei varchi di accesso;
- analisi di funzionalità della rete e dei nodi stradali e ferroviari interni al porto;
- ottimizzazione dell’offerta di trasporto interna al porto.

Le tematiche citate assumono diversa importanza e rilievo nella trattazione dei due differenti capitoli: il dimensionamento del porto deriva dalle previsioni di traffico marittimo che lo interesserà; tali previsioni devono tuttavia scaturire dall’analisi di mercato riferita al sistema di porti in competizione per definire la porzione di traffico di riferimento che verrebbe acquisita in una prospettiva temporale riferita alla vita utile delle infrastrutture e, conseguentemente, dovrà essere effettuata la stima della quota parte di tale traffico che, con tale nuovo PRdSP, il porto in studio potrebbe conquistare rispetto ai porti concorrenti.

Inoltre, va richiamato il fatto che tematiche quali l'analisi della funzionalità della rete di trasporto esterna al porto, comprensiva dei varchi di accesso, devono essere trattate in coordinamento con altri strumenti di pianificazione e, dunque, in stretto coordinamento con gli Enti competenti. Si citano per memoria PUM e PUT del Comune o dei Comuni all'interno dei quali ricade il porto; piani triennali/decennali di realizzazione delle opere di Concessionarie Autostradali, ANAS, RFI; piani di sviluppo di Consorzi Industriali e di Bonifica; piani di disinquinamento e di recupero ambientale.

Per quanto concerne la verifica di funzionalità dei varchi e delle infrastrutture di collegamento dal porto alle reti di trasporto di primo livello essa sarà condotta nei periodi di punta, separatamente per le direzioni in ingresso ed in uscita dal porto (*sea-side e land-side*). Nell'arco dell'anno, infatti, i flussi di traffico per le differenti componenti dello stesso variano frequentemente in maniera anche consistente. Ciò potrebbe suggerire una diversa organizzazione della circolazione al variare del periodo di riferimento dell'anno.

SEA SIDE

Previsioni di traffico passeggeri e merci

La stima del traffico generato dal porto per effetto della sua modificazione, come da piano regolatore, discende principalmente da interventi del seguente tipo (l'elencazione è solo esemplificativa):

- potenziamento di attività portuali già presenti o introduzione di nuove;
- potenziamento di attività non "strettamente" portuali già in essere o introduzione di nuove aventi impatto sul traffico (ad esempio aree per la sosta di veicoli industriali e non di dimensioni elevate al servizio non necessariamente del solo porto e dei suoi addetti, concessioni per attività e servizi di varia natura);
- potenziamento di banchine ed ormeggi o anche dei soli sistemi di movimentazione dei carichi nave/banchina, progettati per ridurre consistentemente il tempo di sosta dei natanti e aumentare, conseguentemente, la operatività degli attracchi;
- riposizionamento di attività già presenti, anche senza previsione di incremento delle stesse;
- modificazione dei varchi con l'esterno;
- riorganizzazione del sistema dell'offerta di trasporto interna al porto.

Le previsioni di traffico lato mare, riferite all'arco di vita utile del piano, devono essere condotte con adeguate modalità e tecniche statistiche, tenendo soprattutto conto dei periodi di contrazione dei traffici delle serie storiche, causati da congiunture di diversa natura che devono essere opportunamente analizzate.

Le previsioni devono riguardare separatamente i differenti segmenti di traffico (rinfuse solide e liquide, container, RO-RO e semirimorchi, casse mobili, general cargo, crociere, cabotaggio con navi passeggeri o miste, diportismo con distinzione per dimensione), e devono essere coerenti con:

- la definizione quantitativa del mercato di riferimento
- gli andamenti previsionali dei traffici nel mercato nazionale ed internazionale;
- le attività ed i programmi in essere di potenziamento infrastrutturale dei porti concorrenti che insistono o servono gli stessi bacini di O/D finale delle merci di riferimento del porto;

La definizione dei parametri di calcolo

Le stime di traffico prodotto dalle attività portuali devono essere effettuate in riferimento all'anno, al mese ed alle giornate di punta. La giornata di punta è un fattore di analisi molto importante per alcune tipologie di attività e di organizzazione logistica della stessa. I dati di traffico relativi al giorno di punta sono estraibili dai dati disponibili nelle statistiche ufficiali dei porti e delle dogane anche se, spesso, si trovano in forma disaggregata.

Nei casi in cui non si disponesse di tali informazioni sono necessari rilievi *ad hoc*, con le modalità suggerite dalla letteratura.

Il "periodo critico" della giornata di punta è il parametro fondamentale di dimensionamento di tutte le infrastrutture portuali atte alla movimentazione delle merci e dei passeggeri. Il numero di moli, i sistemi di carico e scarico delle merci dai natanti, le superfici di stazionamento a terra dei mezzi e delle unità di carico, sono tutti elementi il cui dimensionamento deve essere verificato alla luce di tale parametro. A seconda dell'entità del fenomeno, tale periodo può variare in lunghezza (dalla mezzora alle 2-3 ore). Inoltre, attraverso tale fattore deve essere verificata la funzionalità di tutte le infrastrutture viarie e ferroviarie lato terra, sia interne che esterne al porto, di accesso alla città ed alle reti di grande comunicazione.

In riferimento alla verifica funzionale, attraverso l'impiego del "periodo critico", dell'offerta infrastrutturale del porto (moli, aree sosta al servizio dei moli, sistemi di movimentazione nave-banchina) ed alla scelta del layout più efficiente ed economico, le analisi di scenario dovranno essere condotte tenendo conto delle funzioni obiettivo più significative in relazione allo specifico intervento in studio.

Fra le più comuni in materia di pianificazione portuale se ne richiamano di seguito alcune, a titolo di esempio:

1. Costi di realizzazione per ormeggio
2. Tempi di realizzazione per ormeggio

3. Modularità dell'intervento
4. Volumi di sedimi da movimentare per ormeggio
5. Superficie piazzali
6. Bilancio dei materiali per ormeggio
7. Numero di ormeggi
8. Orientamento ormeggi
9. Superficie aree di deposito semirimorchi
10. Distanza aree di deposito dagli imbarchi
11. Accessibilità via mare (facilità manovra, durata manovre)
12. Sicurezza/rischio incidenti
13. Oneri annuali manutenzione
14. Valutazione emissioni in atmosfera
15. Consumi energetici

A fronte di interventi di rilevante impatto sui trasporti e, conseguentemente, sull'ambiente, quali ad esempio la realizzazione di nuovi terminal container, RO-RO, od altri, l'impiego di tecniche multicriteriali consente di poter effettuare confronti fra le differenti soluzioni senza dover necessariamente né contenere il numero delle funzioni obiettivo, né forzatamente descrivere gli effetti su ognuna di esse attraverso un parametro di misura comune.

Le funzioni obiettivo saranno raggruppate in opportune "Aree di Meta". Ad esse saranno assegnati, in accordo con il Committente, i pesi ponderali e sarà selezionata la soluzione più efficiente, della quale sarà valutata anche la stabilità, attraverso l'utilizzo nell'analisi di schemi di ponderazione alternativi, come da letteratura.

LAND SIDE

Tramite l'analisi sul periodo critico della giornata di punta derivante dalla mobilità generata o attratta dal porto di cui al precedente punto (*sea side*) avviene il passaggio alle analisi di funzionalità della rete lato terra (*land side*).

La rappresentazione del fenomeno della mobilità negli scenari temporali di piano

La rappresentazione della funzionalità della rete di trasporto terrestre, **esterna ai confini del porto** (primo livello di analisi), deve essere correttamente sviluppata attraverso una **macrosimulazione** del traffico, riferita all'ora di punta. Tale rete sarà estesa fino a ricomprendere tutte quelle

porzioni della stessa all'interno delle quali il traffico generato/attratto dal porto non abbia esaurito i suoi effetti di sensibile alterazione del regime di normale deflusso, con particolare riferimento agli accodamenti in area urbana. Da tale analisi verranno desunti gli interventi di mitigazione degli effetti negativi attraverso azioni di coordinamento con le Amministrazioni Comunali, di Area Metropolitana e dello Stato ai fini del miglioramento funzionale dell'intera rete (esterna ed interna al porto). Tali azioni sono tese alla pianificazione di nuovi interventi infrastrutturali e/o di regolazione del traffico.

A livello di macro simulazione fra i parametri di valutazione della funzionalità della rete si richiamano, a titolo esemplificativo): Q/C (rapporto capacità/portata), LdS (Livello di servizio), Intensità di Traffico, Tempo di Percorrenza.

Il secondo livello di analisi è quello dell'ottimizzazione della pianificazione delle infrastrutture, dei nodi, dei varchi, delle intersezioni e dei sistemi di instradamento e regolazione del traffico all'**interno del porto**. Risultano molto utili, in tale contesto, strumenti analitici di valutazione delle condizioni di concentrazione e/o di deflusso del traffico, anche molto evoluti, come ad esempio le simulazioni a scala microscopica (c.d. **microsimulazioni di traffico** – cfr.Fig. IV-7). L'approccio di simulazione sembra potersi ritenere particolarmente indicato, per casi come quelli relativi ai collegamenti portuali, poiché consente di valutare preventivamente l'idoneità o l'insufficienza dell'impostazione dei collegamenti viari, sin dalla fase di redazione del Piano Regolatore.

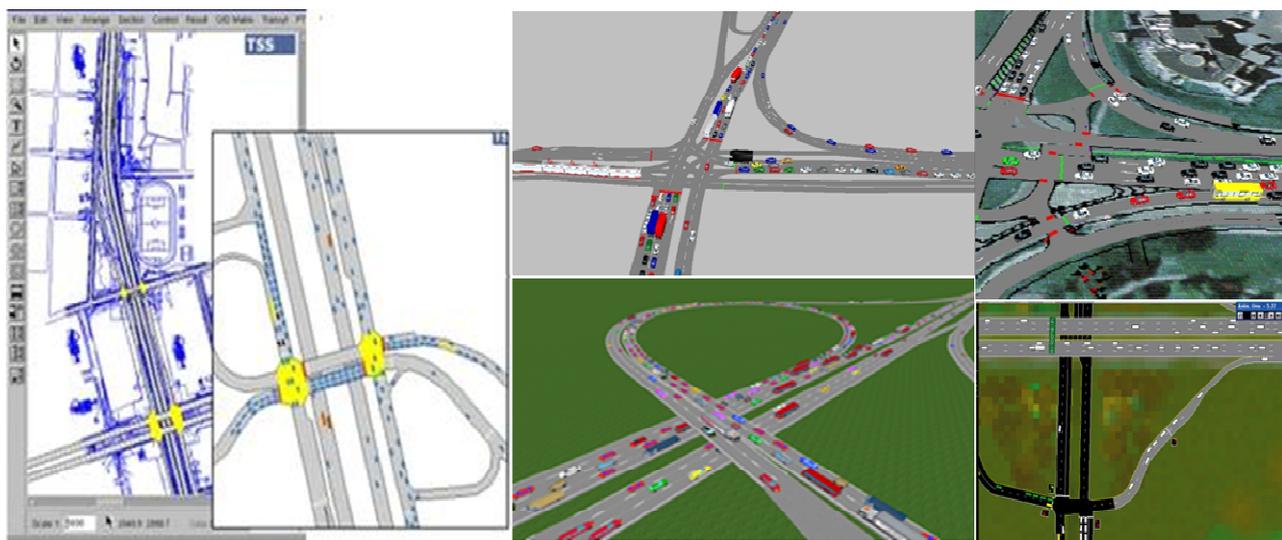


Fig. IV-7 - Alcuni esempi di modelli di microsimulazione del traffico

I processi di microsimulazione devono consentire di evidenziare l'efficacia del *lay-out* di una soluzione rispetto ad altre alternative. Tale analisi di efficienza della rete attraverso l'impiego della micro simulazione è utilizzabile nei casi di redazione dei PRdSP nei quali viene rappresentata la rete interna di trasporto ed i varchi stessi. **Nei casi in cui tale definizione di rete non sia rappresentata, le verifiche di cui al punto presente (microsimulazione) sono solo rinviate alle fasi successive di progetto.**

Tuttavia, dato che la funzionalità delle stesse infrastrutture dipende dalle dimensioni delle superfici di servizio dedicate, agli estensori del piano si suggerisce l'utilizzo di un processo di microsimulazione finalizzato alla verifica di tale funzionalità.

Un adeguamento successivo di tali superfici, infatti, potrebbe richiedere la redazione di un adeguamento tecnico funzionale al PRdSP e pertanto, almeno per ciò che concerne la viabilità principale interna ed i varchi portuali, è molto utile all'interno del piano la loro definizione in termini dimensionali e funzionali.

Attraverso l'utilizzo degli stessi codici di calcolo commerciali di microsimulazione è possibile calcolare, senza oneri aggiuntivi rispetto ai costi normali di modellazione, l'entità delle emissioni di gas in atmosfera ed i consumi energetici al variare del regime di moto dei veicoli. Gli effetti di variazione di tale regime di moto, che producono rallentamenti e accodamenti dei veicoli, possono essere misurati attraverso parametri quali ad esempio: tempo di collegamento per veicolo, per corrente veicolare, per itinerario, tempo complessivo di deflusso lungo la rete in riferimento a qualsivoglia intervallo di tempo di simulazione.

Per ciò che concerne gli impatti sull'ambiente, attraverso semplici operazioni di calcolo, è possibile misurare le emissioni di CO, CO₂, NO_x, HC per lunghezza di accodamento dei veicoli, per itinerario in riferimento alla velocità media della corrente veicolare, per l'intera rete in riferimento ad un dato intervallo temporale e per una data velocità media di marcia dei veicoli.

Alcune esemplificazioni

La scelta dei parametri più appropriati dovrà essere effettuata in riferimento al tema trattato ed alla specificità del contesto portuale di riferimento.

Così, ad esempio, sul versante *land-side* nel caso della definizione delle superfici necessarie ove localizzare un terminal RO-RO, la distanza percorsa dalle motrici di servizio per la movimentazione dei semirimorchi dall'area di stazionamento allo stallo assegnato all'interno della stiva e viceversa assume particolare rilevanza per la definizione dei costi di gestione del terminal, dei tempi di fermo nave e degli impatti sull'ambiente. Tale parametro, unitamente al numero di ormeggi ed ai conseguenti costi e tempi di realizzazione, ai volumi di terre da movimentare e alla qualità delle stesse (caratterizzazione) consentono di redigere in modo efficace un'analisi benefici-costi o multicriteriale attraverso il corretto calcolo degli effetti prodotti dalle diverse ipotesi di piano rispetto alle funzioni obiettivo più significative.

Tale fattore sarà tanto più rilevante quanto più il ruolo del terminal risultasse con connotazione di hub o meno. Differente importanza assumerebbero tali valutazioni nel caso, infatti, di un terminal che fosse di origine o destinazione finale. L'accesso dall'esterno del porto, dalla rete primaria di adduzione regionale o nazionale fino alle aree di stazionamento dei semirimorchi all'interno del porto, diviene in questo secondo caso un fattore altrettanto importante, non tanto per i costi sui trasportatori quanto per il potenziale congestionamento del porto e delle reti di accesso ad esso.

La stima dei volumi di traffico container e RO-RO generati dal porto con O/D il *land-side* è, pertanto, un elemento necessario per le valutazioni dell'efficienza delle reti infrastrutturali di servizio ad esso, sia interne che esterne.

Da queste considerazioni, ed ai fini della valutazione delle superfici portuali di servizio, attraverso la stima dell'entità del traffico combinato dai diversi target di domanda generato nell'ora di punta dal porto (navi miste pax/merci, RO-RO, container, rinfuse...) e mediante, in alcuni casi, l'applicazione di procedure appropriate di stima casuale degli arrivi in banchina, dovrà essere definito il livello funzionale della rete delle infrastrutture interne al porto, dei varchi di accesso ad esso e delle infrastrutture di collegamento dal porto alla rete primaria di trasporto regionale e/o nazionale.

Ai parametri funzionali delle infrastrutture per lo smaltimento di tale traffico si associano le dimensioni fisiche delle stesse (sezioni stradali, diametri delle eventuali rotatorie, n° dei varchi e lunghezza delle corsie di transito...) e, come conseguenza, la compatibilità delle scelte dimensionali e localizzative delle banchine e dei piazzali per le diverse attività di movimentazione della domanda, con la verifica della possibilità stessa di poter realizzare le infrastrutture funzionalmente necessarie.

In sede di stesura del PRdSP, benché non sia richiesta la definizione progettuale di tali infrastrutture, gli estensori del piano dovranno assicurarsi della realizzabilità di tali opere con il livello funzionale assegnato in piano. Di qui la necessità di ricorrere a procedure di microsimulazione del traffico e di verifica del grado di funzionalità assegnato dai progettisti di piano alla rete.

Queste valutazioni infatti, anche se effettuate a livello di piano, potrebbero successivamente, se sottostimate, richiedere la stesura di una variante al PRdSP, con allungamento dei tempi amministrativi richiesti per l'approvazione dello stesso e con grave pregiudizio circa il rispetto dei tempi di attuazione del piano.

La definizione delle superfici funzionali alle attività portuali e di servizio per l'accesso e il regresso dal porto del traffico generato da quest'ultimo, nonché delle aree di rispetto per l'allocazione di funzioni, quali ad esempio quelle per il posizionamento della tecnologia di servizio al porto per la produzione di energia da fonti rinnovabili, costituiscono un fattore fondamentale di valutazione funzionale dell'attività portuale da utilizzare nelle analisi benefici-costi e multicriteriali.

Sempre a titolo di esempio, si richiama anche il frequente caso degli accessi/regressi dei porti all'interno di aree urbane spesso centrali. In alcuni casi si verifica l'impiego di superfici portuali, soprattutto per la sosta di veicoli, al servizio di attività non portuali. Tali situazioni, al pari delle precedenti, devono essere valutate in forma integrata con il traffico cittadino e con la funzionalità dei varchi e del livello di deflusso lungo le infrastrutture urbane di raccordo fra città e porto.

Sul fronte *sea-side*, ad esempio, l'aspetto della sicurezza della navigazione costituisce, fra altri, uno dei fattori principali da assumere nelle valutazioni di efficienza del porto. La manovrabilità delle navi all'interno del porto deve essere verificata in riferimento alle tecnologie/prestazioni delle navi

stesse ed a quelle dei rimorchiatori. I bacini di evoluzione interni al porto devono essere dimensionati in riferimento alle tipologie di navi in operatività ed in riferimento alle tecnologie ed alle dimensioni di quelli prevedibili secondo le tendenze del mercato (vedi i casi delle navi porta container e delle crociere). Il tutto in coerenza col mercato di riferimento assunto quale preliminare scelta di piano.

IV.4 Aspetti energetici ed ambientali

Il D.Lgs. 169/2016, all'art. 5, introduce l'articolo 4-bis alla legge 28 gennaio 1994, n. 84:

«Art. 4-bis (Sostenibilità energetica). - 1. La pianificazione del sistema portuale deve essere rispettosa dei criteri di sostenibilità energetica ed ambientale, in coerenza con le politiche promosse dalle vigenti direttive europee in materia.

*2. A tale scopo, le Autorità di sistema portuale promuovono la redazione del **documento di pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale** con il fine di perseguire adeguati **obiettivi**, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂.*

3. Il documento di cui al comma 2, redatto sulla base delle linee guida adottate dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, definisce indirizzi strategici per la implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso delle energie rinnovabili in ambito portuale. A tal fine, il documento di pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale individua:

*a) all'interno di una prefissata cornice temporale, gli **interventi e le misure da attuare per il perseguimento dei traguardati obiettivi**, dando conto per ciascuno di essi della preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici;*

b) le modalità di coordinamento tra gli interventi e le misure ambientali con la programmazione degli interventi infrastrutturali nel sistema portuale;

c) adeguate misure di monitoraggio energetico ed ambientale degli interventi realizzati, al fine di consentire una valutazione della loro efficacia.».

Ne deriva, pertanto, una possibile ripartizione della tematica energetica di un sistema portuale tra DIP, PRdSP e "Documento di pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale":

- nel DIP sono esplicitati gli **obiettivi generali** della pianificazione energetica;
- nel PRdSP sono esplicitati gli **obiettivi specifici** e i **criteri/indirizzi** mediante i quali successivamente individuare le scelte strategiche di dettaglio;

- nel “Documento di pianificazione energetica ed ambientale”, quale strumento attuativo del PRdSP, si individuano concretamente gli **interventi** e le **misure** all’interno di coerenti strategie energetiche che soddisfino gli obiettivi specifici ed i criteri/indirizzi del PRdSP medesimo.

Obiettivi energetico-ambientali generali per il DIP

La gestione efficiente dei porti sul piano energetico-ambientale può consentire il perseguimento di importanti risultati nella riduzione delle emissioni di gas serra, visti gli ampi margini di miglioramento possibili.

Appare quindi evidente che, in via preliminare, sia necessario fare un inventario delle emissioni di CO₂ del porto, monitorandone l’andamento annuale.

I PRdSP dovranno prevedere obiettivi di riduzione delle emissioni conformi agli obiettivi nazionali, i cui oneri di realizzazione devono essere incentivati.

I porti sono un elemento fondamentale delle catene logistiche, e sono spesso anche il luogo dove si svolgono attività industriali, le quali necessitano di energia per i loro processi di produzione.

Tra gli **indirizzi strategici da perseguire per la sostenibilità energetica ed ambientale**, si possono considerare gli interventi nel settore energetico dei porti raggruppandoli in tre aree.

- a. Quelli che riguardano i **consumi energetici dei natanti**, dalle grandi navi ai piccoli natanti di servizio; a questa categoria appartengono, oltre alla elettrificazione delle banchine trattata in seguito, anche la possibile alimentazione delle grandi navi a GNL, prevedendo sia le infrastrutture necessarie per i rifornimenti, sia misure di incentivazione per gli armatori che intendano adeguare le navi stesse.
- b. Quelli che riguardano i **consumi energetici degli edifici e delle strutture portuali**, comprese le attrezzature quali gru, magazzini refrigerati, veicoli di servizio... A questa categoria di intervento appartengono tutte le opere di edilizia civile (isolamenti dell’involucro, infissi, impianti di riscaldamento efficienti, schermature per la riduzione del raffrescamento...), l’illuminazione delle aree esterne.
- c. Le **azioni che non comportino direttamente opere di efficientamento**, ma che potrebbero attivare notevoli risparmi di energia con l’applicazione di schemi di incentivazione a sostegno degli operatori terminalisti che investano in impianti/attrezzature meno energivori e/o a **fonti energetiche rinnovabili**, ovvero con l’inserimento di criteri di consumo e di efficienza energetica e buone pratiche operative nei processi di selezione dei concessionari e nei processi di acquisto.

Inoltre gli stessi interventi possono riferirsi:

- ai consumi di energia elettrica;

- ai consumi di energia proveniente da altra fonte, includendo in questo ambito anche gli interventi miranti ad una conversione degli stessi verso il vettore elettrico, conversione che spesso offre vantaggi non solo in termini di efficienza energetica e contenimento delle emissioni di CO₂, ma anche in termini ambientali più generali, in particolare per gli effetti localizzati nelle aree portuali.

Gli interventi e le misure da attuare devono essere sottoposti alla valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici. E' necessario, quindi, predisporre una adeguata regolamentazione per l'effettivo perseguimento nei sistemi portuali degli indirizzi strategici di efficientamento.

Obiettivi energetico-ambientali specifici per il PRdSP

Ciò premesso in linea generale, il PRdSP dovrà prevedere obiettivi di riqualificazione in una pianificazione energetica a breve, medio e lungo termine che possa contribuire, nella gara di competitività del proprio settore geografico, al perseguimento di obiettivi di elevate prestazioni di funzionalità, continuità di servizio (*business continuity*) e ecosostenibilità.

La pianificazione energetica dovrà porre le sue basi su alcuni indirizzi, da declinare successivamente (nel "documento") in opere, e su interventi ed azioni per ogni singolo porto, anche attraverso la previsione di procedure e strumenti organizzativi che favoriscano l'uso dei diversi incentivi disponibili o da promuovere con un adeguata regolamentazione.

L'utilizzazione di energia elettrica nell'area del sistema portuale (nella sua globalità di esigenze energetiche e di funzionalità competitiva) è necessario che sia gestita o coordinata dall'AdSP in una visione di unica utenza integrata come "*portgrid*" o *microgrid* portuale.

In ogni area portuale si trovano ad operare in maniera indipendente centinaia di operatori con possibili interazioni con realtà urbane e territoriali limitrofe. Gli interventi per il contenimento dei consumi (e per un'elevata efficienza di utilizzazione funzionale ed energetica con generazione locale) sono facilitati se tutti i singoli impianti elettrici utilizzatori dell'area portuale si programmano e coordinano in un unico sistema *microgrid* portuale, capace di integrare anche la generazione locale e l'eventuale accumulo.

In particolare, sia il PRdSP che la regolamentazione della *portgrid* devono facilitare l'approccio *place-based* della più completa partecipazione di tutti gli attori alla pianificazione energetica (oltre all'AdSP, le società di servizi, i terminalisti, gli armatori e gli enti locali e territoriali delle aree urbane contigue a vario titolo coinvolti), prevedendo misure incentivanti e/o di compensazione degli oneri di realizzazione delle innovazioni energetiche.

L'infrastruttura elettrica portuale che caratterizza una *portgrid* e permette una gestione *place-based*, deve prevedere un sistema di ripartizione dell'energia elettrica, *configurato come un impianto con strutture flessibili e partizionabili per garantire prestazioni di funzionalità, continuità di servizio, insensibilità ai guasti*, che integri l'utilizzazione energetica a terra con l'alimentazione di

navi e imbarcazioni all'ormeggio, includendo anche generazioni energetiche locali e accumuli, funzionali ad una attenuazione dei picchi di carico.

Il sistema di ripartizione dell'energia facilita la previsione di piani di esercizio stagionale/giornaliero con scenari di più assetti di utilizzazione, raggiungendo i migliori risultati grazie allo sviluppo delle ICT.

Il sistema portuale in genere ha una serie di attività molto diverse, legate alla tipologia di servizio svolto, con terminal distinti destinati a passeggeri, attività logistiche-commerciali e cantieristiche-industriali. Ciascun complesso di attività ha bisogno di energia, prevalentemente sotto forma di elettricità, con alcune utilizzazioni particolarmente energivore, che richiedono quindi un'accurata previsione dei fabbisogni (a breve e a medio termine) e, quindi, anche delle infrastrutture impiantistiche interne al porto e di quelle della rete di distribuzione nazionale.

Oltre agli edifici, che vanno riscaldati, raffrescati e illuminati, le banchine dei terminal container, i parchi di container refrigerati, le banchine per l'elettrificazione da terra delle imbarcazioni all'ormeggio con motori spenti, sono generalmente le utenze maggiormente energivore. Anche le gru di un terminal container costituiscono un interessante settore di efficienza energetica, nel quale è possibile realizzare significativi risparmi energetici mediante l'impiego di sistemi di accumulo

Il sistema portuale, nella sua globalità di più porti/utenze, va considerato quindi come sistema di *microgrid*/poli di produzione/consumo (*prosumer*) e, pertanto, una nuova funzione di coordinamento viene delineata per l'AdSP, in collaborazione con i diversi soggetti coinvolti.

Si può configurare un sistema portuale competitivo, sotto il profilo energetico, con le seguenti caratteristiche:

- **unico soggetto di gestione** coordinato dall'AdSP;
- una **rete propria di ripartizione dell'energia** in ogni porto del sistema portuale (*portgrid*);
- una **produzione di energia elettrica locale**, attuabile se con costi proporzionati, che elimina la necessità di trasmissione e distribuzione di parte degli elevati fabbisogni di energia, privilegiando le **fonti rinnovabili e gli accumuli**.

Per garantire la sostenibilità energetica del sistema portuale, vanno perseguiti i seguenti **obiettivi specifici**:

- miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici, delle strutture e degli impianti attraverso interventi, favorendo l'abbandono di combustibili particolarmente inquinanti a favore del GNL, quando non è possibile o conveniente elettrificare il consumo;
- adozione di misure di incentivazione a sostegno degli operatori portuali ed in particolare dei terminalisti che investano in impianti/attrezzature meno energivori e/o in fonti energetiche rinnovabili;

- eventuale inserimento di criteri tecnico-economici di consumo e di efficienza energetica; buone pratiche operative nei processi di selezione dei concessionari e nei processi di acquisto;
- conversione dei consumi verso il vettore elettrico, se validata da analisi costi benefici, ed in particolare:
 - ✓ la elettrificazione delle banchine per consentire alle imbarcazioni attraccate lo spegnimento dei motori; questa conversione è molto efficace, e vale sia per le grandi navi che per i piccoli natanti;
 - ✓ la conversione degli impianti di riscaldamento degli edifici verso il vettore elettrico, particolarmente conveniente se abbinata ad interventi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
 - ✓ la realizzazione di punti di ricarica elettrica per favorire l'uso di veicoli elettrici all'interno del porto;
 - ✓ la conversione elettrica di piccoli natanti di servizio alle strutture del porto.

Gestione unica del porto come *portgrid*: il business continuity management (BCM)

Il sistema portuale, per essere competitivo, deve garantire elevate prestazioni di funzionalità, sicurezza e qualità delle energia elettrica, la continuità del servizio (*business continuity*) e promuovere un'adeguata innovazione nel rispetto della sostenibilità energetica e ambientale.

Gli **obiettivi generali** di un piano di gestione dell'energia nel porto possono sintetizzarsi in:

- **funzionalità tecnica;**
- **efficienza energetica;**
- **continuità del servizio;**
- **monitoraggio e controllo del diagramma di carico.**

Una *microgrid* portuale o "*portgrid*" permette di perseguire strategie per una energia efficiente e sostenibile basata sui quattro "L"-criteri:

- **consumo livellato;**
- **limitato;**
- **localmente generato;**
- **localmente utilizzato.**

In altre parole, un consumo livellato è conseguibile ottimizzando la durata di utilizzazione della potenza massima e definita dal rapporto tra energia consumata e potenza massima stessa, mentre un consumo limitato è nel senso di limitare gli sprechi di energia. Il consumo energetico locale (*net zero*) è quello che provvede al totale autoconsumo dell'energia generata localmente, evitando

cessioni alla rete, per cui il sistema di ripartizione si comporta esclusivamente come carico sulla rete nazionale e mira all'assorbimento nullo (isola energetica).

La stessa gestione si attua quindi realizzando gli obiettivi di:

- una migliore efficienza funzionale intrinseca dei componenti all'interno di ogni area dell'utenza portuale;
- una riorganizzazione della architettura di rete elettrica con una infrastruttura di ripartizione (efficienza di architettura) e l'unificazione in una unica utenza di tutti gli operatori;
- una migliore efficienza di esercizio con il supporto di un sistema di supervisione che consente di prevedere piani di esercizio stagionale/giornaliero con scenari di più assetti di utilizzazione, specificando chiaramente le condizioni dei parametri di influenza che rendono corretto il funzionamento dell'impianto secondo il dato assetto.

Per raggiungere questi obiettivi, la gestione della continuità operativa (BCM) è una componente essenziale da considerare ed è efficace nella misura in cui si riconosce l'importanza di:

- analizzare gli obiettivi e le esigenze organizzative;
- attuare e gestire controlli, misure e procedure per la riduzione dei consumi energetici, dell'inefficienza di utilizzo e dei rischi della perdita di continuità;
- monitorare e rivedere l'efficacia della stessa gestione.

In ogni caso, la gestione della continuità operativa (BCM) si basa su di una capacità di "progettazione permanente" nel predisporre, con successivi aggiornamenti, elaborati relativi a:

- rilevamento dell'infrastruttura impiantistica della rete elettrica: caratteristiche, estensione, potenzialità e limiti;
- analisi delle esigenze e dei fabbisogni in relazione agli obiettivi del piano regolatore e della sua prevedibile evoluzione nell'arco temporale di riferimento;
- necessità energetiche proprie dell'AdSP e di tutti gli attori portuali interni, di terra e di mare, ed esterni (contesto urbano locale e territoriale);
- mobilità elettrica e infrastrutturazione integrativa;
- obiettivi strategici nel settore dei combustibili alternativi ed altre finalità energetico-ambientali (come elettrificazione delle banchine e LNG).

In conclusione, si può affermare che obiettivi di efficientamento energetico di un sistema portuale si possono perseguire:

- costruendo una **infrastruttura di base per *microgrid*** (potenziamento della rete elettrica; realizzazione di una struttura comune integrata del sistema rete elettrica portuale con anelli; quadri elettrici comunicanti...);

- utilizzando la **building automation**: per edifici gestionali, sistema SCADA e di *facility management* integrato per il controllo della rete elettrica, degli accessi, della mobilità, del sistema di gestione automatizzata dei parcheggi;
- puntando prioritariamente al **risparmio energetico** (illuminazione dell'area portuale con LED; controllo; rete wi-fi associata ai punti luce; frigo ad alta efficienza; accumuli locali e inverter speciali per le gru...);
- producendo **energia rinnovabile**, con impatto positivo sull'area urbana (impianti fotovoltaici su pensiline per parcheggi; impianti eolici; sfruttamento del moto ondoso per generare energia elettrica; bacini idrici per acqua e energia);
- **riducendo le emissioni di CO₂** (*cold ironing*; mobilità sostenibile con sistemi di trasporto interno elettrico per "shuttle" crocieristici, per veicoli leggeri ad uso turistico, per veicoli di servizio di terminal commerciali...).

IV.5 Aspetti di sicurezza della navigazione. Il ruolo del simulatore nautico

All'attualità, esistono tre sistemi di individuazione e di mitigazione dei rischi legati alla navigazione marittima, all'esterno ed all'interno dei porti:

- **sistema quantitativo;**
- **sistema qualitativo;**
- **sistemi di simulazione.**

Il sistema **quantitativo** permette di stimare il numero delle collisioni ed incagli annuali, nell'area oggetto di studio, attraverso l'analisi probabilistica dei dati AIS. Detto sistema si basa sull'utilizzo dell'applicazione software IWRAP MK2.

La metodologia **qualitativa** – sviluppata dalla Guardia Costiera degli USA e basata sull'utilizzo dell'applicativo PAWSA (*Port And Waterways Safety Assessment*) - prevede il confronto di una serie di esperti che lavorano sinergicamente per individuare e mitigare i rischi connessi alla navigazione in una determinata area. Questo metodo permette di valutare l'impatto o le conseguenze di un incidente e quali strumenti porre in campo per mitigare il rischio, tenendo in considerazione il rapporto costi/benefici.

Nonostante la maggiore complessità ed onerosità rispetto alla metodologia quantitativa, lo strumento qualitativo appare più incisivo nella scelta delle azioni mitigatrici più idonee, grazie alla condivisione delle conoscenze e dei pareri degli esperti locali.

Per ciò che attiene ai sistemi di **simulazione**, va premesso che in materia esistono due documenti di notevole significatività:

- **IALA Guideline No. 1058** (*The Use of Simulation as a Tool for Waterway Design and AtoN Planning*, Edition 2);
- **IALA Guideline No. 1097** (*On Technical Features and Technology Relevant for Simulation of AtoN*, Edition 1).

Trattasi di documenti elaborati grazie all'attività dello IALA (*International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities*), Ente non-profit fondato nel 1957 che si occupa di fornire ausilio alle Autorità Marittime di navigazione ed ai soggetti che operano in ambito marittimo, in ogni parte del mondo. Le informazioni raccolte sono portate all'attenzione di appositi comitati tecnici, al fine di verificare l'effettiva utilità dell'esperienza locale e l'opportunità di condividerla a livello generale.

I comitati elaborano, infatti, "raccomandazioni" e "linee guida" riconosciute a livello mondiale come standard internazionali per l'attuazione e la gestione degli ausili alla navigazione, in quanto contribuiscono a garantire la sicurezza del traffico navale e, nel contempo, la tutela dell'ecosistema marino. Ci si trova, in definitiva, di fronte a delle *best practice* che, se adottate, consentono una riduzione significativa dei rischi legati alla navigazione marittima.

Ciò posto, in questa sede va evidenziato che il ricorso ai simulatori si rivela particolarmente utile nella redazione dei piani regolatori di sistema portuale. Difatti, i sistemi di simulazione consentono di valutare – a seguito dell'imposizione di certe condizioni da parte dell'analista o dell'utente - lo svolgersi dinamico di una serie di eventi o processi.

Tale valutazione può essere effettuata fin dalla fase prodromica, allorché ci si occupi di verificare l'assetto plano-batimetrico di piano del porto e del canale di accesso. Facendo lavorare il sistema sui dati di ingresso, sono testati e documentati, in diverse condizioni, i vari scenari che possono presentarsi alle navi in transito e/o entrata/uscita dal porto per assegnate condizioni meteomarine ed anemologiche¹⁰.

In tal senso, si può affermare che la simulazione rappresenta uno strumento economicamente efficiente e flessibile, che permette di mettere in luce *per tabulas* eventuali criticità ed individuarne le possibili soluzioni. Una volta elaborati i dati che emergono dalla simulazione, si potrà, inoltre, verificare l'economicità del progetto e la funzionalità globale del pianificato assetto plano-batimetrico del porto e del canale di navigazione.

Un altro aspetto da sottolineare attiene all'**idoneità dei simulatori di "orientare" l'esercizio del potere normativo di polizia amministrativa portuale del Comandante del porto**; potere che – come noto – è allo stesso riconosciuto dagli artt. da 62 ad 84 del Codice della Navigazione (nei quali significativamente ricorrono le espressioni "*regola e vigila*"; "*provvede*") e che si esplica

¹⁰ In questa sede è appena il caso di accennare che il ricorso ai simulatori può risultare utile anche per implementare, laddove possibile, la funzionalità dei porti a fronte del fenomeno del gigantismo navale; funzionalità che può essere accresciuta, fondamentalmente, attraverso significativi lavori di escavo, la cui realizzazione non può prescindere da una preliminare valutazione del rapporto costi/benefici. Il problema della profondità dei fondali interessa soprattutto gli scali di *transhipment* e di traffico *deepsea*; tuttavia è plausibile ritenere che la disponibilità di alti fondali si renda progressivamente necessaria anche per i porti specializzati su traffici *short-sea*. Inoltre, con la graduale entrata in servizio di navi portacontainer di maggiori dimensioni è possibile che le compagnie di navigazione decidano di indirizzare anche verso i porti *gateway* del Mediterraneo le navi che attualmente scalano i porti di *transhipment*.

attraverso l'emanazione di atti amministrativi in senso formale – disciplinati dagli artt. da 59 a 97 del Regolamento di esecuzione del Codice - con contenuto obbligatorio e vincolante per tutti i destinatari. Detto contenuto potrà essere determinato, in maniera più o meno rilevante a seconda dei casi, proprio sulla scorta delle indicazioni fornite dai simulatori.

Nello specifico, il Comandante del porto potrà, ad esempio, imporre il ricorso al servizio di pilotaggio, prevedere l'uso dei rimorchiatori per le unità in ingresso superiori ad un certo tonnello, disciplinare la navigazione nei canali di accesso al porto in ragione del superamento di determinate condizioni meteomarine ed anemologiche.

Inoltre, vi potranno essere casi in cui si renderà necessaria una ponderata valutazione dei risultati del simulatore al fine di stabilire se un determinato tratto od una porzione dell'area portuale presenti un rischio accettabile o meno in determinate condizioni. In quest'ultima tipologia di analisi tecnica si inserisce la competenza dell'Autorità Marittima che, nel gestire la sicurezza dei traffici del porto, ha immediata percezione di quali siano i rischi maggiormente consistenti.

Passando ai profili strettamente tecnici, bisogna tener conto che esistono diverse tipologie di simulazioni:

- **fast time simulation;**
- **desktop simulation;**
- **part task simulation;**
- **full mission simulation;**
- **traffic flows simulation.**

FAST TIME SIMULATION

Tale tipologia di simulazione è bidimensionale, non necessita di un operatore che svolga le operazioni simulate e si caratterizza per un elevato grado di velocità.

Secondo le linee guida IALA, *“la simulazione fast time può essere utilizzata durante la fase iniziale della pianificazione ... specialmente quando si tratta di valutare proposte alternative in termini di lay-out portuale”*¹¹.

In sostanza, il *fast time simulator* permette di valutare la ricettività e la fruibilità delle infrastrutture portuali, tenendo conto delle diverse condizioni meteomarine ed anemologiche e della capacità delle navi di operare in sicurezza. Ciò, a sua volta, consente di studiare le soluzioni più opportune per la mitigazione del rischio, adattando/modificando il lay-out del porto.

Lo svolgimento delle azioni simulate è affidato ad un auto pilota, che assicura la ripetibilità delle manovre. Effettuando la simulazione molte volte con deviazioni stocastiche – secondo il noto metodo “Monte Carlo” – si ottengono un certo numero di rotte che possono essere analizzate statisticamente.

¹¹ Sul punto anche il Maritime Research Institute Netherland (<http://www.marin.nl/web/Facilities-Tools/Simulators/Simulator-Facilities/Fasttime-Simulators.htm>) che ha sviluppato un software proprietario. Nella medesima pagina si trova il link (<http://www.marin.nl/web/file?uuid=b20322b1-03fa-48a2-a0b0-5da2b32177f9&owner=d2590545-3d49-46fa-8b10-f3d2e75493c0&contentid=1502>) alla pagina dove sono elencati i progetti realizzati adottando il fast time simulator.

Tra i vantaggi del *fast time simulator* spiccano l'economicità, la rapidità di inserimento dei dati e di modifica delle variabili, a tutto vantaggio di una progettazione elastica e celere. Si potranno modificare gli input man mano che il progetto di prova assume forma.

L'unico elemento di cui il sistema in parola non tiene conto è il c.d. "fattore umano", che viene invece considerato dal *full mission simulator*.

DESKTOP SIMULATION

E' il più semplice dei simulatori che prevedono l'apporto umano. I dati inseriti sono i medesimi di quelli inseriti nel *fast time simulator*, con l'aggiunta della possibilità di governare la nave in "soggettiva": mediante gli opportuni strumenti di comando della nave, l'utente potrà condurre l'unità in porto o in navigazione.

Ciò consente di prendere in considerazione la variabile umana e mettere in luce quelle manovre che più di altre risultano pericolose o di difficile gestione.

All'esito della simulazione il progettista potrà adottare quegli accorgimenti in termini di lay-out – anche sulla base dei suggerimenti di esperti navigatori quali i piloti del porto – che scongiurino il rischio di sinistro o consentano una più agevole manovra.

Il vantaggio dell'uso di questa tipologia di simulazione risiede nell'inserimento, fra gli elementi di valutazione, del fattore umano. L'elemento di svantaggio è rappresentato da una composizione degli strumenti di comando scarsamente realistica.

PART TASK SIMULATION

Tale tipologia di simulatore è caratterizzata da un sistema visivo tridimensionale proiettato su uno o più schermi.

Si differenzia dal *desktop simulation* per la maggiore completezza degli strumenti di bordo. Analogamente a quanto avviene nel *desktop simulation*, è l'utente a governare la nave simulata.

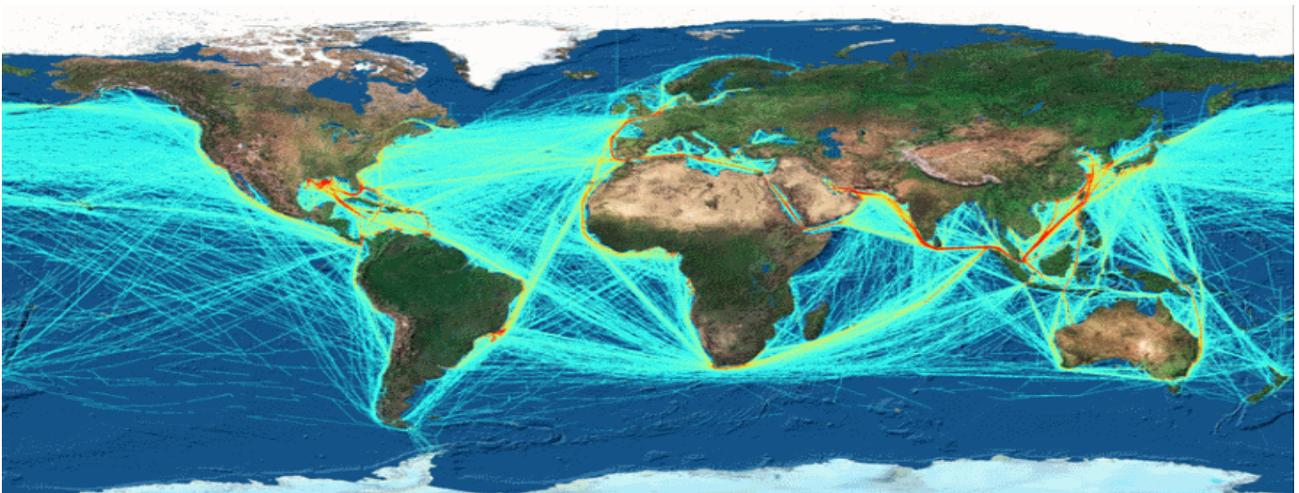
FULL MISSION SIMULATION

E' il metodo più realistico, in quanto prevede la ricostruzione del ponte della nave e riproduce tutte le funzioni di governo della nave medesima, anche durante il rimorchio.



TRAFFIC FLOWS

Si tratta di una metodologia di simulazione consistente nella ricostruzione grafica del traffico in una determinata area (a partire dai dati AIS). Il metodo di simulazione software, raccomandato da IALA, IWRAP MK2 è principalmente dedicato alla valutazione e riposizionamento degli ATO_N (aid to navigation). Pertanto, non è di interesse specifico per la pianificazione portuale.



In conclusione: *fast time simulation*, *desktop simulation*, *part task simulation* vengono utilizzati per le valutazioni nelle **fasi iniziali di pianificazione** (confronto comparato tra lay-out alternativi) ed i risultati sono convertiti in input per l'ulteriore messa a punto del lay-out di piano.

La simulazione *full mission* si rivela particolarmente preziosa in sede di **verifica finale** della qualità del lay-out portuale prescelto in termini di sicurezza della navigazione.

Più in generale, è possibile concludere sostenendo che il ricorso ai simulatori nella fase di pianificazione può concorrere in maniera significativa ad ottimizzare il lay-out portuale e indirizzare correttamente la successiva progettazione delle opere sottese dal piano.

IV.6 Aspetti di “security” portuale

Ancora oggi è pienamente attuale il rischio, per i porti costituenti le Autorità di Sistema, di costituire un potenziale bersaglio per atti terroristici.

La comunità internazionale dei trasporti marittimi, riunita in sede IMO (*International Maritime Organization*) dopo l’episodio terroristico delle “Twin Towers” del 2001, ha in quel periodo adottato un’integrazione della Convenzione sulla sicurezza della vita umana in mare (SOLAS 74) ed approvato il Codice internazionale della sicurezza delle navi e dei porti (ISPS Code), allo scopo di giungere, dopo un’analisi mirata dei rischi, a redigere **piani di sicurezza portuali**, attraverso l’adozione di azioni preventive ed interventi infrastrutturali.

Si comprende bene, come i piani regolatori portuali, e quindi anche i nuovi piani di sistema, possano incidere o condizionare direttamente od indirettamente i piani di “security”, se non opportunamente coordinati.

Appare opportuno, al riguardo, che le nuove Autorità di Sistema, sin dalla fase iniziale di redazione dei nuovi piani, analizzino complessivamente gli standard infrastrutturali di “security” esistenti nei singoli porti, valutandone possibili sinergie od interferenze.

Ciò, a maggior ragione, quando si debba ragionare in un’ottica di modifica della destinazione d’uso di banchine od impianti portuali, che potrebbe implicare un incremento o, al contrario, una diminuzione dei rischi.

La normativa specifica d’interesse di settore, oltre a quella anzi citata, è la seguente:

- a) **Direttiva 2005/65/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 ottobre 2005, relativa al miglioramento della sicurezza dei porti e relativo **Decreto Legislativo del 6 novembre 2007, n. 203**;
- b) Orientamenti per la definizione dei confini dei porti ai sensi della direttiva 2005/65/CE relativa al miglioramento della sicurezza dei porti - MARSEC 5110-Rev1;
- c) Studio sugli aspetti tecnici della sicurezza portuale -TAPS II.

Il quadro complessivo sopra delineato, risulta arricchito da varie Circolari, del Comando generale del Corpo delle Capitanerie di porto, tra cui si cita l’ultima emanata in materia: **Circolare n° 32 in data 22.04.2016**.

Scopo della Circolare n° 32 è l’adozione di una metodologia comune per la redazione/riesame e/o approvazione di *port security assessment*, *port security plan* e la definizione di *port security boundaries*, così da assicurare il coordinamento delle misure di security nell’intera area portuale ed integrare le misure di security per prevenire atti illeciti intenzionali.

In particolare, si intendono perseguire i sotto riportati obiettivi:

1. fornire una linea guida alle autorità di sicurezza del porto per la definizione, o ridefinizione, dei confini portuali ai fini della security - cosiddette *port security boundaries* - in linea con le raccomandazioni europee e rispondente ai requisiti della direttiva in riferimento;
2. uniformare l'approccio metodologico concernente la redazione ed il riesame dei *port security assessments* (PSA) e la discendente stesura dei *port security plans* (PSP);
3. indirizzare le problematiche di *port security* rilevate sia in sede d'ispezione da parte della Commissione Europea (CE) sia in sede di verifica ex Circolare security n° 27, concernenti responsabilità ed attribuzioni comuni dei soggetti coinvolti nella security portuale.

La sopra citata direttiva 2005/65/CE, relativa al miglioramento della sicurezza dei porti, mira principalmente a completare le misure adottate nel 2004 con il Regolamento (CE) n. 725/2004 relativo al miglioramento della sicurezza delle navi e degli impianti portuali.

Lo studio definito TAPS II, che è possibile consultare allegato alla Circolare anzi citata, si propone di adottare criteri comuni al raggiungimento degli obiettivi della direttiva 2005/65/CE, attraverso l'esame e la proposta di metodologie, la definizione di standard minimi e dei mezzi tecnici necessari alla loro attuazione, la redazione di raccomandazioni, di orientamenti e di *best practices*.

Esso propone una metodologia basata su due fasi di verifiche successive:

- la prima, volta a definire gli impianti portuali e gli altri elementi caratteristici del porto;
- la seconda, orientata a stabilire le *port security boundaries* attraverso un'analisi dei rischi, così da ottenere la migliore efficacia in termini di security portuale.

In particolare, la metodologia per la definizione dei confini portuali è stata tradotta nelle linee guida di cui alla norma MARSEC 5110-Rev1, ove viene raccomandato di prestare particolare attenzione:

- ad includere le zone di mare interessate (es: punti di fonda, canali di accesso al porto, specchio acque portuale...), quali elementi imprescindibili per una compiuta definizione dei confini portuali;
- a ricomprendere eventuali altre aree portuali e/o porti e/o pontili, considerati a sé stanti per mera collocazione geografica o per tipologia di traffico, ma rientranti in un unico contesto o sistema portuale.

L'indicato approccio è suggerito allo scopo di creare un'economia di sistema, riducendo appesantimenti burocratici e duplicazione di sforzi nella redazione ed approvazione delle valutazioni del rischio e dei relativi piani di sicurezza portuali.

IV.7 Aspetti di “safety” portuale

Atteso che per ogni sistema portuale sono state definite le macro vocazioni sulla base del processo metodologico già precedentemente esposto, la impostazione di una pianificazione di sistema portuale dovrà tener conto anche degli aspetti che, nel caso siano previsti insediamenti che possono essere riconducibili ad attività che comportino rischi di incidenti rilevanti, assicurino il rispetto delle distanze di sicurezza interne ed esterne, le vie di esodo, la attuabilità dei piani di emergenza interni ed esterni, le misure per la mitigazione dei rischi e dei relativi danni ipotizzabili sulla base delle specifiche sostanze pericolose che vengono depositate o movimentate.

Ciò allo scopo preminente di assicurare la pubblica e privata incolumità, la gestione delle emergenze sui luoghi di lavoro e la conservazione dei beni.

Ciò premesso, considerato che i complessi portuali sono in generale costituiti da infrastrutture per attività e servizi di varia natura, con manufatti, aree con destinazioni specifiche, installazioni ed impianti che possono presentare specifici pericoli, dovranno essere tenute presenti le seguenti indicazioni riferite alle vigenti normative che di seguito sono indicate.

Per le attività ed installazioni di determinata natura, per le quali è vigente una normativa di prevenzione incendi secondo la regolamentazione del DPR 151/2011, devono essere osservate le relative regole tecniche approvate con specifici decreti ministeriali.

A tali attività vanno estese anche le normative per la gestione delle emergenze nei luoghi di lavoro, regolamentate dal decreto del Ministero dell'interno del 10 marzo 1998.

Per le **attività o insediamenti a rischio di incidenti rilevanti**, come già accennato, dovranno essere osservate le norme e procedure secondo quanto previsto dal **decreto legislativo n. 105 del 26 giugno 2015**, in attuazione della direttiva europea 2012/18/UE.

Detto decreto legislativo non si applica (salvo quanto previsto all'art. 2 comma 4 relativo agli scali merci terminali di ferrovie) al trasporto di sostanze pericolose e al deposito temporaneo intermedio direttamente connesso, su strada, per ferrovia, per idrovia interna e marittima o per via aerea. **Non si applica, inoltre, per le attività di carico e scarico e il trasferimento intermodale presso le banchine, i moli o gli scali ferroviari di smistamento e terminali, al di fuori degli stabilimenti soggetti al presente decreto.**

A tale fine, per tali attività o insediamenti dovrà essere redatto fra l'altro, da parte del gestore dello stabilimento, il rapporto di sicurezza previsto dall'art. 15, dello stesso D.L.vo n° 105/2015. Per tali insediamenti dovranno essere osservate le norme di cui al DM 9 maggio 2001 del Ministero dei Lavori Pubblici.

Per le **misure di prevenzione incendi**, si rammenta che i piani regolatori di sistema portuale possono prevedere funzioni a cui corrispondono attività che possono comportare livelli di rischio diversi in ordine alla natura delle merci pericolose che vengono movimentate o depositate.

Le infrastrutture usuali destinate a tale scopo possono essere principalmente costituite da:

- darsene petroli e/o petrolchimiche;
- oleodotti e/o gasdotti;
- pontili di attracco per navi petroliere e/o gasiere;
- banchine di attracco per operazioni di carico e/o scarico di merci pericolose;
- aree destinate a movimentazione di containers contenenti sostanza combustibili e/o infiammabili o merci pericolose in genere;
- magazzini e/o silos di deposito di merci combustibili pericolose;
- attività recettive, uffici;
- autorimesse;
- centrali elettriche; termiche; frigo; cabine di trasformazione;
- stoccaggio di gas in bombole e/o in serbatoi;
- attività cantieristica.

Dovranno anche essere osservati, in fase di progettazione delle opere, criteri tali da assicurare livelli di sicurezza per la incolumità pubblica e privata e la conservazione dei beni, nonché le norme ed i criteri generali di prevenzione incendi e la gestione delle emergenze.

A tale scopo, dovranno essere fatti espliciti riferimenti, come già detto, alle regole tecniche di prevenzione incendi vigenti, con le relative specificità in ordine all'allegato DPR 151/2011 e secondo le procedure autorizzative indicate dal DM 07.08.2012.

Per le attività che possono comportare comunque situazioni di pericolo, potrà essere redatto un documento di valutazione dei rischi, con la indicazione dei criteri progettuali e degli interventi e/o strategie adottate per la mitigazione dei danni ipotizzabili con la installazione di impianti e/o dispositivi di protezione attiva e passiva, tali da conferire alle infrastrutture livelli di sicurezza accettabili.

IV.8 La pianificazione del servizio idrico

Per quanto riguarda la fase di pianificazione del servizio idrico, si ritiene di dover richiamare i principi informativi della più generale normativa sulla tutela ambientale e sulla salvaguardia delle risorse idriche.

Pertanto, una volta stabiliti, per il singolo porto e per il sistema, i fabbisogni nel tempo di acqua destinata al consumo umano e per altri usi, dovranno essere adottate tutte le soluzioni idonee al perseguimento dell'obiettivo di minimizzare il prelievo di acqua dall'ambiente e di minimizzare i volumi e il carico inquinante degli effluenti che vengono recapitati nei corpi idrici ricettori.

A tale riguardo, le scelte e le indicazioni dei piani non potranno prescindere dalla pianificazione del locale Ente di governo dell'Ambito Territoriale Ottimale del Servizio Idrico Integrato che, a sua volta, deve rispettare le previsioni regionali quali il Piano Regolatore Generale degli Acquedotti e il

Piano di Tutela delle Acque Regionale, nonché quelle nazionali, tra cui anche quelle dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico.

Sarà quindi necessario confrontare i fabbisogni stimati di risorse idriche e idropotabili, di collettamento, trattamento e scarico dei reflui, nonché le conseguenti previsioni dei PRdSP con quelle degli anzidetti soggetti istituzionali, in particolare degli Enti di governo degli Ambiti Territoriali Ottimali, nonché con quelle del soggetto gestore dello stesso servizio.

In fase di redazione del PRdSP dovrà essere accertata l'effettiva disponibilità della risorsa idropotabile necessaria e l'esistenza o la previsione delle infrastrutture necessarie per l'adduzione ai porti.

In particolare, dovrà essere evidenziato se si intenda ricorrere alle infrastrutture già esistenti sul territorio, ovvero realizzarne di nuove e indipendenti dalle reti pubbliche. Dovrà parimenti essere individuata la eventuale necessità di realizzare impianti di potabilizzazione, di depurazione o di trattamento per la produzione ed il riuso di acqua da destinare a scopi non potabili.

Si ritiene buona prassi che tali confronti siano condotti già in fase di redazione dei PRdSP, in quanto, non essendo certa la disponibilità delle risorse necessarie, occorre avere la possibilità di considerare per tempo, e non nella successiva – e tardiva - fase di valutazione dei piani, l'esistenza e la praticabilità/sostenibilità di eventuali soluzioni alternative.

Ciò al duplice fine di armonizzare le previsioni dei PRdSP in materia di servizi a rete, con quelle dei soggetti gestori e delle autorità degli stessi servizi ed evitare di generare o evidenziare elementi di conflitto di competenze più difficilmente risolvibili se rimandati a fasi successive al processo di redazione dello strumento di pianificazione.

Nel caso in cui, fin dalla redazione dei PRdSP, non si intenda ricorrere alle infrastrutture già esistenti sul territorio, ma realizzarne di nuove e indipendenti dalle reti pubbliche, gli interlocutori istituzionali saranno le Province/Città metropolitane e/o le Regioni competenti.

Anche in tali ipotesi, è bene che tutte le verifiche sulla disponibilità delle aree e delle risorse naturali, energetiche ed economiche, siano condotte in fase di redazione dei piani piuttosto che al momento della loro valutazione.

PARTE V – LINEE GUIDA: CONTENUTI AMBIENTALI DELLA PIANIFICAZIONE E RELATIVI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI

V.1 PRINCIPI E CRITERI GENERALI PER LA VALUTAZIONE AMBIENTALE DEI PRdSP

V.1.1 Introduzione

Con il D.Lgs. n° 169/2016 e l'individuazione del "sistema portuale" si ha una evidente spinta verso il valore strategico ed integrato della pianificazione portuale, con un conseguente positivo riverbero anche in termini di analisi e di valutazione ambientale, migliorando nel complesso la qualità delle scelte di piano.

Indirizzare il processo di pianificazione non solo in funzione della crescita del sistema portuale, ma anche garantendo lo sviluppo portuale compatibile con l'ambiente, con i servizi di trasporto, con la mobilità, con le aree urbane e territoriali di riferimento, diventa lo scopo da perseguire governando un livello territoriale di ampia scala, in termini di obiettivi, azioni e valutazione degli impatti sui sistemi ambientali, insediativi e infrastrutturali

L'opera portuale, nella sua complessità ed articolazione, richiede processi di valutazione ambientale che hanno origini e paradigmi comuni che, anche a causa del tempo che scorre tra la loro ideazione e la realizzazione, debbono essere sempre più tra loro organicamente collegati.

Così il PRdSP è assoggettato alla procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), mentre la fase di progettazione di un'opera portuale, rientrante nei casi previsti, è oggetto della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) che opera con gli stessi principi, ma a scale di dettaglio e di approfondimento maggiori. Entrambe le procedure si pongono l'obiettivo di contenere il più possibile gli effetti ambientali connessi alla presenza e all'esercizio delle infrastrutture portuali.

È importante distinguere questi due momenti che si rivolgono ad aspetti diversi della tutela ambientale e se da un lato la valutazione strategica del PRdSP, oggetto di queste linee guida, ha la sua base sulla valenza generale e strategica del Piano stesso, dall'altro la Valutazione di Impatto Ambientale delle singole opere analizza, per poi valutarli, gli impatti specifici che l'intervento potrà generare nella sua implementazione. Differenza sostanziale non solo dal punto di vista procedurale, ma anche di contenuti tanto che, da indicazioni del legislatore, le presenti linee guida si soffermano sulla prima demandando l'analisi degli impatti propriamente detti alle procedure successive che ne derivano in altri momenti formali e progettuali. **In sintesi, la valutazione strategica non è una valutazione d'impatto ambientale eseguita su un'altra scala, ma deve affrontare aspetti differenti che consentano di analizzare la tematica ambientale ad un livello diverso non tanto legato ai dettagli dell'impatto propriamente detto quanto, piuttosto, agli effetti che le scelte di pianificazione possono implicare negli equilibri ecosistemici.**

Prima di entrare nel merito delle specificità delle valutazioni ambientali dei PRdSP, di seguito si forniscono i principi e le caratteristiche generali dei due principali ambiti di valutazione ambientale

che la norma prevede per essi (processo di VAS e assoggettabilità a VAS), ricordando i casi di valutazioni integrate.

V.1.2 Il processo di VAS

La Valutazione Ambientale Strategica (VAS) di piani e programmi, introdotta con la Direttiva 2001/42/CE, persegue la finalità generale di assicurare che l'attività antropica sia compatibile con le condizioni per uno sviluppo sostenibile e, quindi, nel rispetto della capacità rigenerativa degli ecosistemi e delle risorse, della salvaguardia della biodiversità e di un'equa distribuzione dei vantaggi connessi all'attività economica.

La VAS è un processo di valutazione integrata e partecipata dei possibili impatti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale di piani o programmi. Essa persegue la finalità specifica di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione, dell'adozione e approvazione di detti piani e programmi assicurando che siano coerenti e contribuiscano alle condizioni per uno sviluppo sostenibile.

A seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. 152/2006, i Piani Regolatori Portuali sono stati individuati tra quelle tipologie di piani da sottoporre a VAS.

La procedura di VAS può essere di livello nazionale o regionale/locale: l'articolo 7 del D.Lgs. 152/06 indica la competenza, laddove ai commi 1 e 2 stabilisce che sono procedure statali se l'approvazione del piano compete ad organi dello Stato, mentre sono procedure regionali se l'approvazione compete a regioni o enti locali.

Le regioni, così come previsto dalla norma, disciplinano con leggi e regolamenti le competenze proprie e quelle degli altri enti locali. Ciò comporta, sempre nel rispetto della normativa nazionale, che le procedure amministrative possono essere diverse da regione a regione.

Il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica, avviato contestualmente al processo di formazione del piano, comprende le fasi previste all'articolo 11 del D.Lgs. 152/06, al quale si rimanda.

V.1.3 La verifica di assoggettabilità a VAS

La verifica di assoggettabilità è una procedura finalizzata ad accertare se un piano o meglio una sua variante debba essere o meno assoggettato alla procedura di VAS.

La procedura di assoggettabilità alla VAS è regolamentata dall'art. 12 Titolo II parte II del D.Lgs. 152/06. È importante considerare che non tutti i piani possono essere sottoposti a questa verifica;

in particolare sono oggetto di assoggettabilità a VAS i piani che comportano “modifiche minori” e/o interessano piccole aree di uso locale.

L’attivazione della procedura avviene con la trasmissione di un Rapporto preliminare al Ministero dell’Ambiente secondo le specifiche pubblicate sul sito del MATTM. Successivamente viene svolta una verifica amministrativa e vengono definiti i soggetti competenti in materia ambientale (SCA) mediante apposita collaborazione tra soggetto procedente (Autorità di Sistema Portuale) e Regione. La documentazione viene inviata agli SCA. Viene poi svolta l’istruttoria tecnica da parte dell’Autorità competente che, tenuto conto delle indicazioni degli SCA, provvede a emanare la propria decisione escludendo il Piano (o sua modifica) dalla VAS o ritenendo necessario detto processo. Della decisione deve essere data informazione.

V.1.4 Le procedure integrate

Occorre per completezza ricordare che la VAS, qualora ne ricorrano gli estremi, comprende la procedura di Valutazione d’Incidenza di cui all’articolo 6 del D.P.R. n. 120 del 12.03.2003 sulla base di uno studio di incidenza ambientale. La norma prevede che detto studio possa essere integrato nel documento del Rapporto Ambientale per la VAS ovvero ad esso allegato, ma in ogni caso dovrà essere chiaramente individuato. L’Autorità competente potrà estendere la propria valutazione alle finalità proprie della valutazione di incidenza oppure potrà dare atto degli esiti della stessa in termini di non opportunità/necessità di svolgimento. Nell’informazione al pubblico dovrà darsi specifica evidenza dell’integrazione procedurale tra la Valutazione di Incidenza e la Valutazione Strategica.

Si ricorda che i Piani Regolatori di Sistema Portuale sono una di quelle tipologie di piani che, pur rientrando nel campo di applicazione della VAS, possono talvolta evidenziare una stretta convergenza tra l’oggetto della pianificazione e l’oggetto della progettazione (che rientra nel campo di applicazione della VIA).

Il D.Lgs. n. 152/06 così come modificato dal D.Lgs. n° 128/2010, all’art. 6 comma 3 *ter*, prevede una procedura integrata VIA-VAS, nel caso in cui i piani portuali debbano essere sottoposti a VIA *“nella loro interezza”* e prosegue: *“tale valutazione è effettuata secondo le modalità e le competenze previste dalla Parte Seconda del presente decreto ed è integrata dalla VAS per gli eventuali contenuti di pianificazione del Piano e si conclude con un unico provvedimento”*.

Nel passato, prima della emanazione del D.Lgs. n° 169/2016, i Piani Regolatori Portuali ai quali veniva applicata la procedura integrata VIA-VAS, erano quelli nei quali vi era una prevalenza di opere di natura progettuale, ovvero per le quali il carattere progettuale prevaleva su quello pianificatorio e/o programmatico; la VAS, dunque, poteva considerarsi come un’integrazione dei contenuti strategici all’interno della VIA.

La procedura di VAS andava ad integrare la procedura di VIA con attività e contenuti specifici di natura strategica, partecipativa e decisionale.

L'introduzione del D.Lgs.n° 169/2016 nei contenuti, nei principi e di fatto, ha escluso detta procedura. Potendosi considerare il D.Lgs.n° 169/2016 una “norma speciale” per i porti e dunque prevalente, sia perché essendo una norma di pari livello più recente abroga o comunque sostituisce la precedente, sia perché nei fatti, introducendo un livello di elaborazione e definizione del piano di sistema portuale, ha spostato l'attenzione da un livello di relativo dettaglio ad uno in cui vigono indicazioni strategiche (con associati requisiti prestazionali) con valenza di **indirizzo** per la successiva progettazione delle opere. Trattasi, pertanto, di **indicazioni non caratterizzate da dettaglio progettuale.**

V.1.5 L'applicazione ai nuovi PRdSP e alle loro modifiche

V.1.5.1 Le procedure ambientali previste dalla norma

Come descritto nei precedenti paragrafi delle presenti Linee Guida, il D.Lgs. n. 152/06, recante “Norme in materia ambientale”, prevede diverse tipologie di procedimenti di valutazione o verifica degli aspetti ambientali che possono essere applicati ai PRdSP, alle loro modifiche e agli Adeguamenti Tecnico Funzionali.

Tali tipologie sono funzione dell'oggetto della valutazione e dei suoi contenuti. Inoltre, a seconda dell'entità dell'iniziativa, occorre riferirsi a procedure di valutazione o, piuttosto, a procedure di verifica di assoggettabilità. Laddove il PRdSP possa incidere significativamente su uno o più siti della Rete Natura 2000 (SIC e ZPS), dovrà essere effettuata anche una Valutazione di Incidenza integrata con le valutazioni di VAS.

A ciascuna di queste fattispecie corrispondono non solo procedure amministrative diverse ma, anche e soprattutto, contenuti diversi, in termini sia di livello di informazioni sull'iniziativa, sia di informazioni e studi ambientali che devono essere posti alla base delle verifiche e delle valutazioni, nonché di coinvolgimento dei soggetti competenti in materia ambientale e del pubblico, quali punti fondanti del processo.

La norma fornisce alcune indicazioni circa i contenuti tecnici e ambientali che devono essere forniti nei diversi casi, come sarà dettagliato nei successivi capitoli. In questa sede si intende però arricchire i contenuti minimi indicati sia con specifiche relative ai contenuti tecnici, sia con tematiche di approfondimento per gli aspetti ambientali, soprattutto con riferimento al concetto di sostenibilità ambientale, interpretato in chiave di gestione delle risorse, come illustrato nel capitolo che segue.

Per poter procedere in questa direzione occorre *in primis* chiarire le diverse fattispecie che possono generarsi nei casi di iniziative aventi ad oggetto i PRdSP, sia in termini di contenuti tecnici che di procedura ambientale ad essi conseguentemente correlata.

La prima distinzione che si opera è quella fra nuovi PRdSP e modifiche (o ATF) a PRdSP vigenti: è rispetto a queste due categorie che nei seguenti paragrafi si chiariscono contenuti e procedure ambientali.

Vale la pena ricordare, inoltre, che le procedure legate alla Valutazione d’Impatto Ambientale, in quanto relative alle singole opere costituenti un PRdSP, non sono oggetto delle presenti Linee Guida.

In Fig. V-1 è riportato lo schema delle diverse procedure ambientali distinte per le differenti fattispecie dei PRdSP.

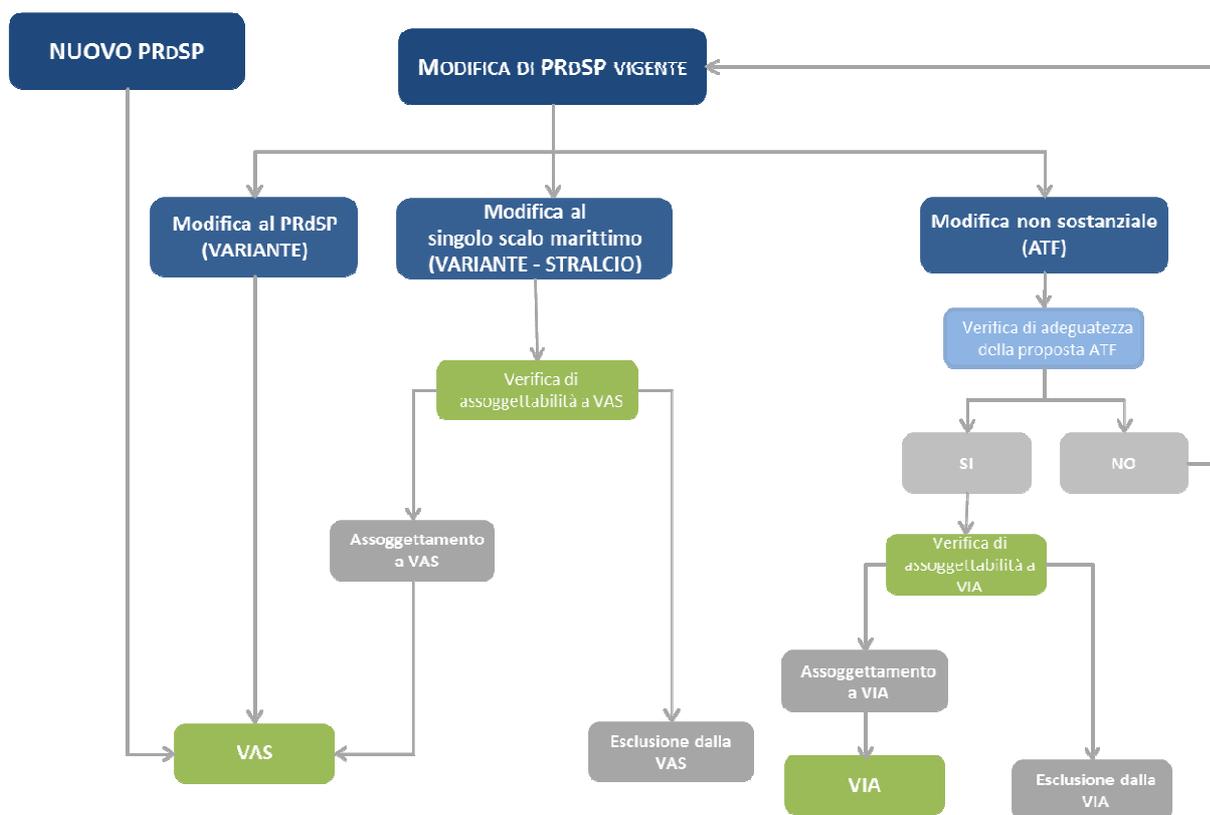


Fig. V-1 – Le possibili verifiche ambientali

V.1.5.2 I nuovi PRdSP

Vista l’emanazione delle indicazioni di cui al Dlgs 169/16, le nuove Autorità di Sistema Portuale dovranno dotarsi di un PRdSP.

Detti Piani saranno assoggettati al processo di VAS secondo quanto disposto dall’art. 13 e segg. del D.Lgs. 152/06 e ss. mm. e ii..

Le presenti Linee Guida ne indicano i contenuti tecnici e amministrativi.

V.1.5.3 Le modifiche ai PRdSP

Oltre ai casi in cui si provvede alla predisposizione di nuovi PRdSP, ve ne sono altri, certamente più frequenti, in cui si rende necessario apportare delle modifiche a PRdSP vigenti ovvero modifiche al singolo scalo marittimo del Sistema provvedendo alle così dette “varianti-stralcio”.

In questi casi i principi espressi nei precedenti paragrafi possono essere comunque applicati, facendo riferimento di volta in volta allo specifico contesto a cui ci si riferisce.

Per meglio esplicitare questo concetto, si riassumono di seguito le diverse fattispecie che possono occorrere nei casi in cui un PRdSP necessita di essere modificato, le quali scaturiscono dall’incrocio di due diverse classificazioni: la prima che riguarda la sostanzialità delle modifiche, la seconda che è invece relativa alla tipologia di modifica in termini di contenuti.

- In termini di sostanzialità della modifica, questa può essere ritenuta sostanziale o non sostanziale: nel primo caso la modifica è chiamata “variante” ed a sua volta è declinata in variante in termini generali e in variante-stralcio a seconda dell’entità delle modifiche proposte (cioè se la variazione modifica o meno gli obiettivi e le strategie del PRdSP nonché l’assetto generale e le funzioni);
- nel secondo caso si parla di adeguamento tecnico funzionale.

In termini di contenuti le modifiche possono essere di due tipologie e riguardare esclusivamente le funzioni delle aree portuali del PRdSP o riguardare aspetti planimetrici e/o batimetrici.

Nella Fig. V-2 sono rappresentate le casistiche che ne discendono. Dall’incrocio fra le due classificazioni introdotte possono determinarsi le seguenti sei fattispecie:

- *Variante generale al PRdSP con modifiche degli assetti planimetrici e/o batimetrici*: riguarda modifiche generalizzate che possono modificare gli obiettivi e/o le strategie del sistema e che, in ogni caso, alterano significativamente gli assetti infrastrutturali del PRdSP;
- *Variante generale al PRdSP con modifiche delle funzioni*: riguarda modifiche generalizzate che alterano significativamente gli assetti funzionali del PRdSP e che possono implicare una modifica ai suoi obiettivi e conseguenti strategie iniziali;
- *Variante-stralcio del singolo scalo marittimo con modifiche degli assetti planimetrici e/o batimetrici*: riguarda modifiche infrastrutturali che non implicano variazioni agli obiettivi e alle strategie del sistema, e che non alterano significativamente i carichi ambientali del PRdSP;
- *Variante-stralcio del singolo scalo marittimo con modifiche delle funzioni*: riguarda modifiche funzionali che non implicano variazioni agli obiettivi e alle strategie del sistema, e che non alterano significativamente i carichi ambientali del PRdSP;

- *Adeguamento Tecnico Funzionale* relativo a *modifiche degli assetti planimetrici e/o planimetrici*: riguarda modifiche non sostanziali che non alterano l'assetto generale (*layout*) del PRdSP.
- *Adeguamento Tecnico Funzionale* relativo a *modifiche delle funzioni portuali*: riguarda modifiche non sostanziali che non alterano la caratterizzazione funzionale delle aree portuali.

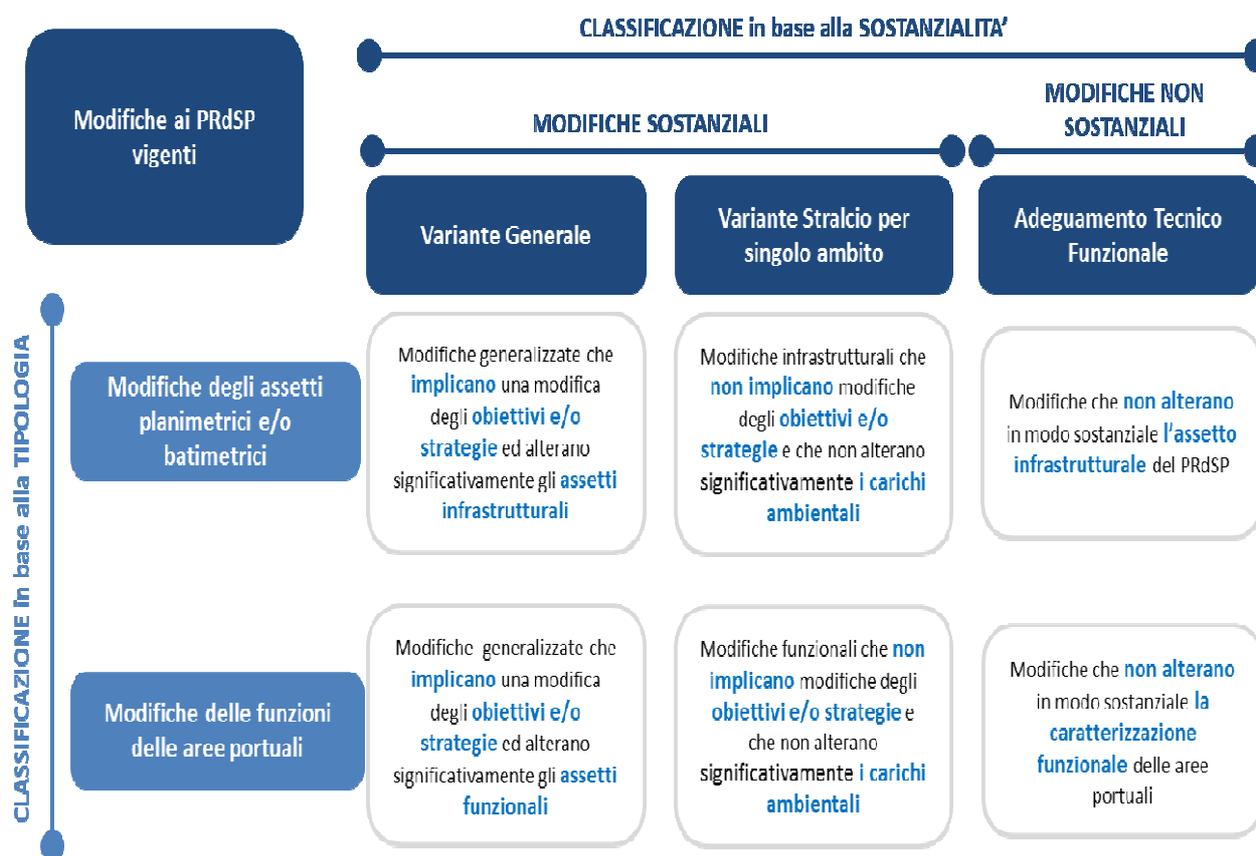


Fig. V-2 – Le diverse fattispecie delle modifiche ai PRdSP

A ciascuna di queste fattispecie, in ragione dei propri contenuti, corrisponde una differente tipologia di valutazione ambientale, coerentemente con quanto previsto dalla norma.

Una modifica sostanziale al PRdSP (anche detta “variante”) si colloca, in riferimento alla valutazione ambientale a cui è necessario sottoporla, nell’ambito della valutazione ambientale strategica.

Nel caso di variante-stralcio del singolo scalo marittimo in cui le modifiche non alterano significativamente i carichi ambientali rispetto a quelli del PRdSP vigente, la norma prevede che venga sottoposta a verifica di assoggettabilità a VAS. Ovviamente, l’Autorità di Sistema Portuale può decidere di sottoporla direttamente a VAS.

Quest'ultima fattispecie è consigliabile qualora le modifiche introdotte, pur se coerenti con lo schema di Fig. V-2, sono tali da suggerire di affrontare la procedura più ampia, per essere certi di non avere allungamenti dei tempi procedurali (nel caso l'esito fosse negativo, infatti, occorrerebbe iniziare nuovamente il processo di VAS ai sensi dell'art. 13).

Una modifica non sostanziale che non altera l'assetto generale del PRdSP e che, quindi, rientra nella fattispecie dell' "Adeguamento Tecnico Funzionale" può, a seconda dei contenuti, comunque modesti, non necessitare di alcuna valutazione ambientale oppure essere sottoposta a verifica di assoggettabilità a VIA in funzione della determinazione del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, integrato dalle competenze di rappresentanti istituzionali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Nello schema rappresentato nella Fig. V-3 sono indicate le diverse fattispecie di modifiche al PRdSP che possono sussistere e, per ciascuna, il percorso di valutazione ambientale idoneo. Al riguardo si osserva che la normativa di tipo ambientale non esclude lo svolgimento di processi di valutazione ambientale qualora gli stessi siano tra loro alternativi ed in particolare tali da garantire maggiore tutela in termini di approfondimenti e di coinvolgimento del pubblico.

Ci si riferisce in particolare a quello che in Fig. V-3 è riportato con colore arancio, ovvero alla possibilità da parte dell'Autorità Procedente di seguire, anche nel caso di Variante-stralcio, direttamente la procedura di VAS qualora a suo parere la stessa si ritenga più opportuna in termini di verifica ambientale e, soprattutto, in termini di tempi del procedimento.

Una verifica di assoggettabilità può anche avere esito negativo e quindi il piano, ripreso il suo percorso, è sottoposto alla VAS.

E' affidata alla sensibilità dell'Autorità di Sistema Portuale l'individuazione di eventuali casi in cui la modifica può essere considerata "minore". Tuttavia, in un'ottica di sensibilità ambientale del contesto e di opportunità di connotare più chiaramente equilibri ecosistemici complessi, il percorso di VAS potrebbe essere più opportuno.

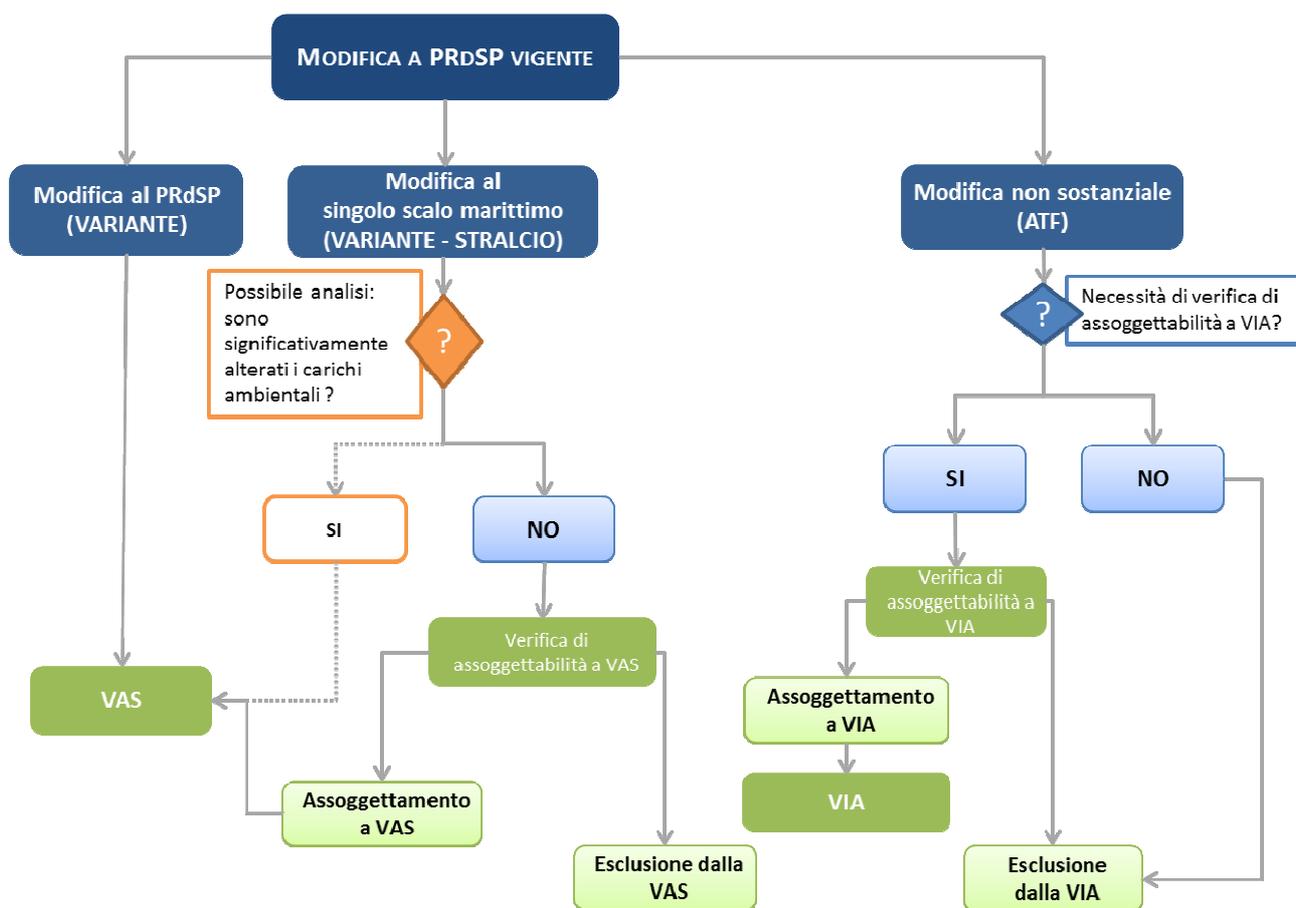


Fig. V-3 – Le diverse tipologie di verifiche e valutazioni ambientali necessarie per i diversi tipi di modifica ai PRdSP vigenti

Da quanto sopra, emerge che in ogni caso, sia che si tratti di nuovi PRdSP sia di loro modifiche, le tipologie di valutazioni ambientali a cui far riferimento sono le seguenti:

- la Valutazione Ambientale Strategica (VAS);
- la Verifica di Assoggettabilità a VAS;
- la Verifica di Assoggettabilità a VIA.

Nel Capitolo V.3 queste tre tipologie di valutazione/verifica ambientale sono trattate puntualmente.

Si precisa che, nel caso in cui le opere definite per dare attuazione alle azioni di Piano rientrano tra quelle indicate dalla norma vigente, le stesse, prima della loro attuazione, devono essere sottoposte alla Valutazione di Impatto Ambientale, i cui contenuti sono dettati dalle norme attuative in materia e dovranno seguire le più moderne metodiche e prassi ma, in quanto non strettamente correlate ai PRdSP, esulano dalle presenti Linee Guida.

V.1.6 Quando sviluppare il Processo di VAS

Per quanto riguarda il PRdSP lo svolgimento della Valutazione Ambientale Strategica prevede che l'Autorità procedente (Autorità di Sistema Portuale), contestualmente al processo di formazione del Piano, svolga le seguenti fasi:

- i. Predisposizione del Rapporto Preliminare e consultazione dell'Autorità competente e dei soggetti competenti in materia ambientale, al fine di definire la portata delle informazioni da includere nel successivo Rapporto ambientale. A tale scopo, i documenti di supporto possono essere quell'insieme di elaborazioni che dal punto di vista delle scelte strategiche, tecniche e di *governance* danno luogo al Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP) del Sistema Portuale. Detta attività è a carico dell'AdSP.
- ii. Consultazione preliminare. Mediante la presentazione del Rapporto Preliminare e del DIP si attiva il processo di cui all'art. 13 co 1 e 2 del D.Lgs. 152/06 (da parte dell'AdSP). Ha in tal modo inizio il processo di VAS. Gli esiti delle consultazioni dovranno essere assunti come ulteriori *input* per quanto riguarda la redazione del PRdSP e del Rapporto Ambientale (da parte dell'Autorità Competente e dei soggetti competenti in materia ambientale).
- iii. Redazione del Rapporto Ambientale, completamento del PRdSP e sua adozione. Detti documenti sono presentati all'Autorità competente in materia ambientale per la sua valutazione (da parte dell'AdSP).
- iv. Svolgimento delle consultazioni pubbliche sui documenti di cui al punto precedente.
- v. Valutazione del Rapporto Ambientale anche sulla base degli esiti delle consultazioni (da parte dell'Autorità competente).
- vi. La decisione mediante la formulazione del Parere motivato (da parte dell'Autorità competente).
- vii. L'informazione sulla decisione (da parte dell'AdSP).
- viii. Redazione della Relazione di sintesi (da parte dell'AdSP) in cui si illustra in che modo le indicazioni riportate nel parere motivato e gli esiti delle consultazioni sono state assunte nel PRdSP e come di queste si è tenuto conto in fase di approvazione del PRdSP stesso.
- ix. Il monitoraggio del PRdSP (da parte dell'AdSP).

Si evince, quindi, che il primo momento importante è quello della predisposizione del Rapporto preliminare, per il quale si può seguire lo schema riportato nella figura che segue.

In particolare, occorre definire il contesto di intervento per potere desumere i caratteri peculiari dei luoghi interessati dal Piano ed al tempo stesso analizzare le scelte e le indicazioni che hanno portato alla formulazione del DIP. Tali operazioni determineranno i caratteri distintivi dei potenziali effetti (nel termine ampio che si esplicita nel presente documento) del Piano, indicando e proponendo i contenuti del successivo Rapporto Ambientale e le modalità di redazione che, partendo da quanto successivamente indicato, diano contezza dell'applicazione al caso specifico.

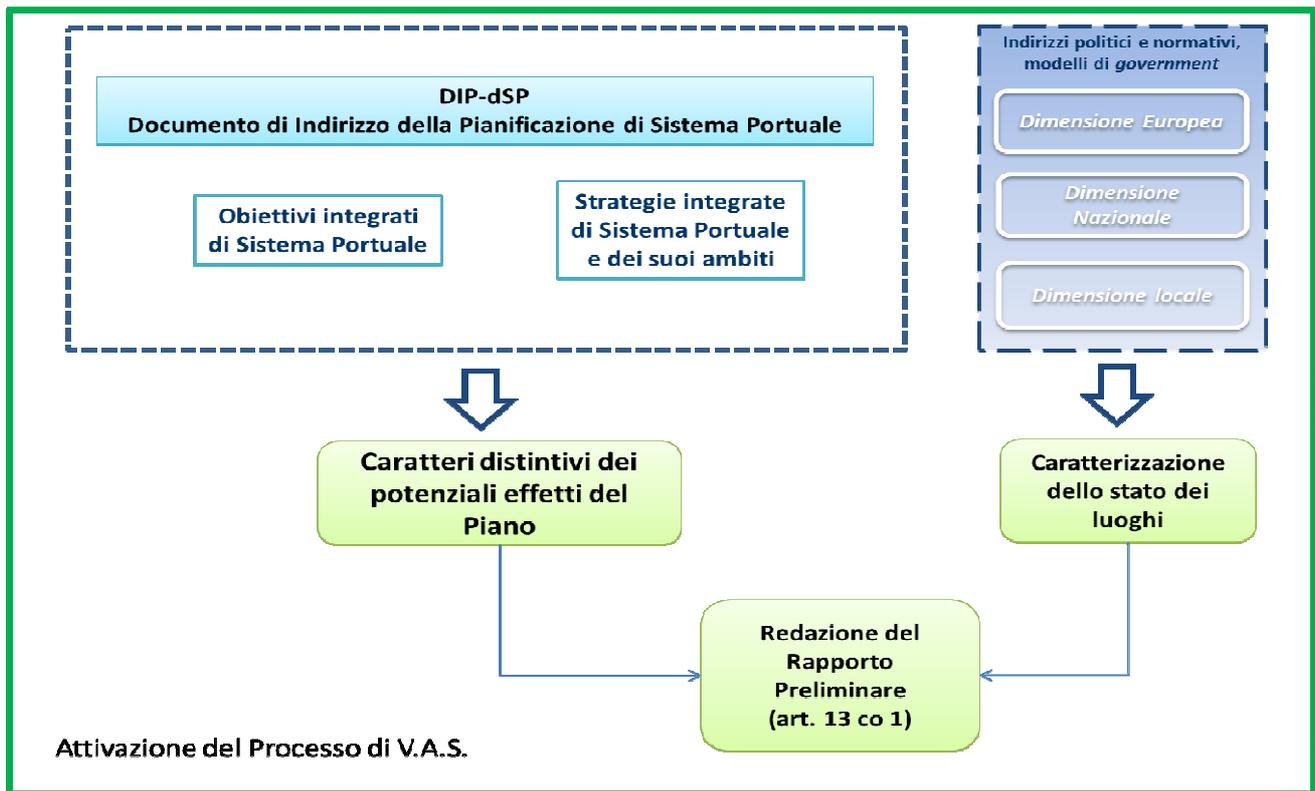


Fig. V-4 – Attivazione del processo di VAS

La consultazione del Rapporto preliminare e lo sviluppo delle attività proprie dell’AdSP forniscono gli *input* alla redazione del Rapporto Ambientale (Fig. V-4).

Il Rapporto Ambientale, che sarà redatto secondo i principi e le indicazioni riportate nei successivi capitoli, unitamente al PRdSP, daranno vita alla successiva fase di Valutazione Ambientale Strategica vera e propria (Fig. V-5).

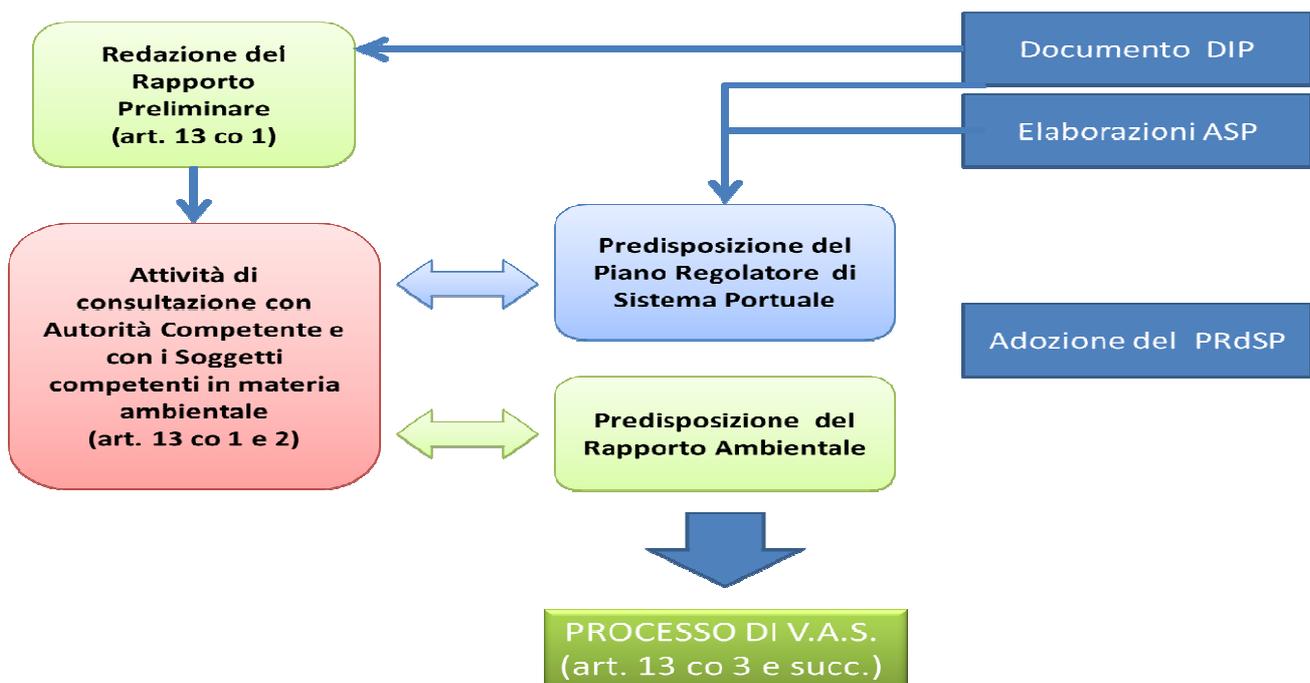


Fig. V-5 – Processo di VAS

V.2 LA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE COME CHIAVE DI LETTURA

V.2.1 La esplicitazione degli obiettivi ambientali. La sequenza concettuale obiettivi-strategie-azioni

Per poter attuare sempre con maggior efficacia i principi dello sviluppo sostenibile, occorre garantire, tra le altre cose, che il concetto di sostenibilità ambientale non sia inteso unicamente come una verifica a posteriori delle ripercussioni negative di un'iniziativa; è quindi necessario che sin dalle prime fasi di definizione, il Piano Regolatore di Sistema Portuale si ponga come fine ultimo il dover assicurare l'equilibrio tra le esigenze legate allo sviluppo e quelle legate alla salvaguardia ambientale oggi e nel futuro. In questo modo si pone una base concreta da cui partire per poter definire degli obiettivi e quindi delle azioni che evitino di dar luogo, da un lato, a scelte mosse unicamente da interessi economici, dall'altro, a scelte troppo restrittive che non permettono nessun tipo di sviluppo.

Come introdurre i principi della sostenibilità ambientale nella predisposizione di un PRdSP, è lo scopo di questa sezione delle Linee Guida, dove si indica una modalità di lavoro che vede essenzialmente esaltata la progettazione (nel senso più ampio del termine, dal *concept* al *design*) per obiettivi.

In termini generali, nella fase iniziale di impostazione di un'iniziativa, che sia pianificatoria o progettuale, occorre arricchire il campo di azione aggiungendo alla lista dei canonici *input* tecnici gli obiettivi di sviluppo sostenibile che si intendono perseguire; successivamente è poi necessario dotarsi di uno strumento di verifica del loro raggiungimento, sia dal punto di vista tecnico-funzionale ed economico sia ambientale.

Tale approccio, con validità generale, è particolarmente adatto al caso dei Piani Regolatori di Sistema Portuale per due ordini di motivi: il primo risiede nel fatto che il livello delle scelte e delle decisioni è molto aperto al confronto ed all'acquisizione di informazioni atte a implementare lo strumento a livello di obiettivi; il secondo si riferisce alla procedura di verifica del tema ambientale incardinata nella Valutazione Ambientale Strategica e quindi intrinsecamente connaturata a questo modo di procedere.

A tal fine, lo schema di lavoro che si propone è quello riportato in Fig. V-6, ove è evidente come le azioni del PRdSP siano necessariamente definite dopo aver posto in essere gli obiettivi ambientali che, con l'iniziativa proposta, si vogliono raggiungere al pari di quelli tecnici.

E' importante evidenziare e tenere conto che l'elaborazione di competenza dell'Autorità di Sistema Portuale non inizia "da zero". Gli input strategici sono indicati alle singole Autorità di Sistema, dalla Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema, come indicato nelle precedenti parti delle presenti Linee Guida, alle quali si rimanda per maggiori precisazioni. E' da questo momento che le singole Autorità possono iniziare il loro processo di pianificazione con indicazioni chiare e definire con esattezza il quadro delle loro esigenze da porre alla base del Piano.

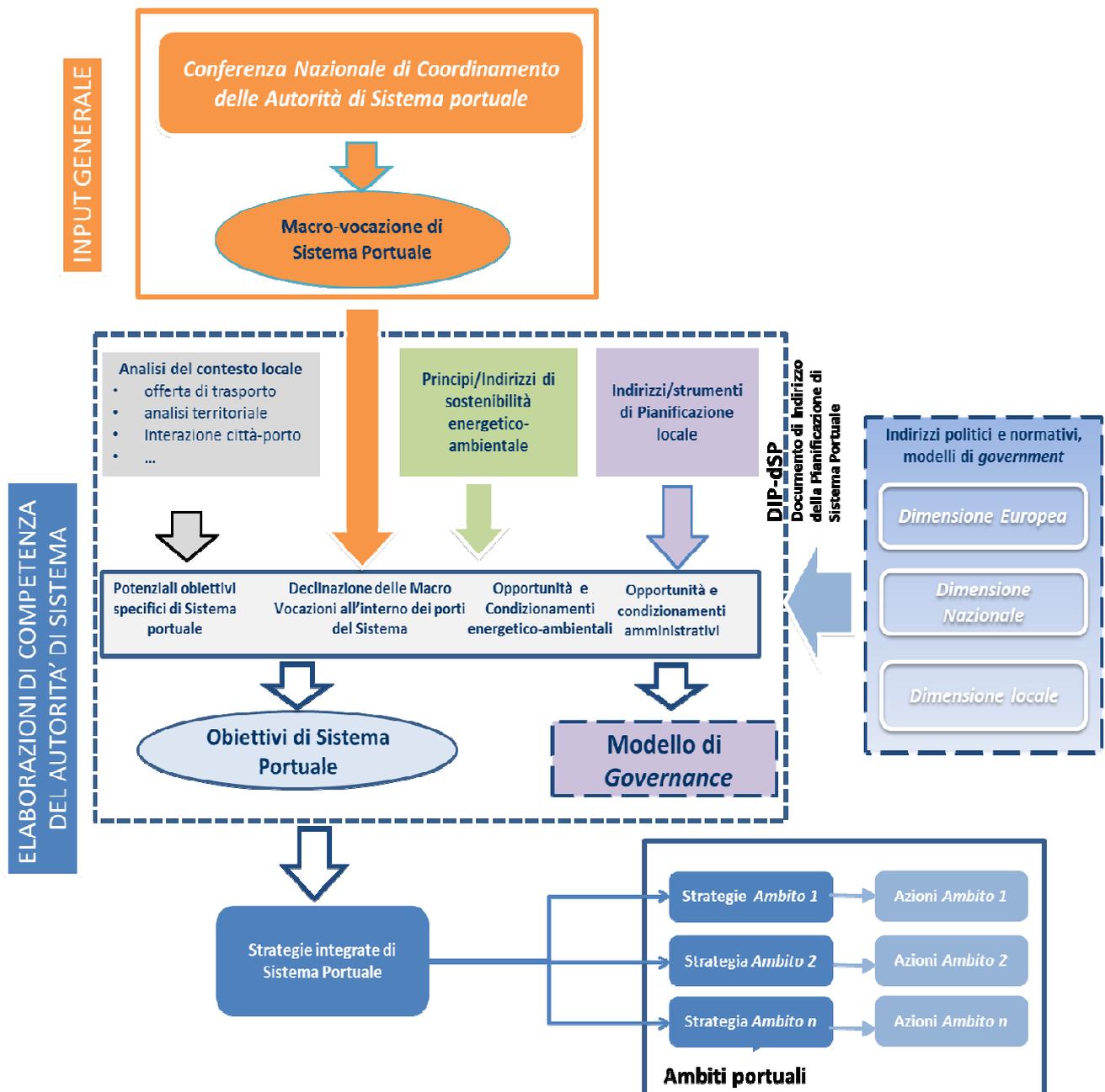


Fig. V-6 – Lo schema di lavoro per il processo di formazione di un PRdSP

Come evidenziato nello schema, i principi di sostenibilità ambientale a cui far riferimento durante la definizione degli obiettivi del PRdSP, sono disposti allo stesso livello gerarchico degli altri principi che muovono la scelta delle decisioni di piano. Inoltre, occorre evidenziare che gli obiettivi devono essere intesi nella duplice accezione di rispetto e/o risposta a quelli imposti/indicati/suggeriti dalle politiche ambientali, nonché con riferimento alle specificità locali e di contesto.

In merito a quest'ultime, affinché il PRdSP sia impostato, redatto, attuato e monitorato secondo le più moderne metodiche di lavoro in linea con le indicazioni della Comunità Europea e la valenza che il D.Lgs. 169/16 gli ha attribuito, lo stesso PRdSP deve riferirsi almeno a quattro principi base:

- ✓ Essere declinato con riferimento alla macrovocazione che a livello nazionale gli è stata attribuita, previa concertazione.
- ✓ Tenere conto dell'assetto dei luoghi nel quale si inseriscono sia il sistema portuale sia i singoli ambiti portuali. In particolare, per assetto dei luoghi, non si deve considerare solo il loro stato di fatto, ma anche quello programmato dai soggetti competenti al governo del territorio ed alla gestione delle infrastrutture di trasporto che con detti ambiti si devono relazionare.
- ✓ Essere caratterizzato dai connotati di moderno, efficiente ed efficace strumento di lavoro proprio della prospettiva della pianificazione (cosiddetti "piani di quarta generazione") che vogliono garantire almeno:
 - Coerenza e raccordo tra pianificazione territoriale e programmazione socio-economica
 - Articolazione su due livelli distinti, ma complementari, volta alla pianificazione di tipo strategico-strutturale ed al contempo operativa
 - Articolazione cronologica dei livelli di pianificazione e delle azioni decisionali
 - Introduzione di destinazioni funzionali che siano in linea con le vocazioni dei contesti nei quali si inseriscono
 - Adozione di tecniche e metodologie per l'ascolto e la valutazione delle dinamiche economiche, sociali ed ambientali locali e di contesto
 - Capacità di adattamento del Piano alle situazioni di complessità e di pluralismo rispetto agli attori, ai decisori e a chi opera negli ambiti di competenza del Piano
 - Adozione al suo interno di strumenti di redazione, implementazione e gestione di ultima generazione, anche con riferimento, ad esempio, a sistemi GIS
- ✓ Attuazione dei macro obiettivi tecnici di competenza mediante la più corretta distribuzione del carico infrastrutturale all'interno del Sistema, che tenga conto delle vocazioni ambientali e delle esigenze di tutela degli ambiti specifici e del contesto di scala vasta nel quale si inserisce.

Al fine di soddisfare il raggiungimento degli obiettivi di Sistema, il Piano dovrà prevedere un insieme di *strategie integrate di Sistema Portuale*, che verranno successivamente declinate sugli ambiti portuali facenti parte il Sistema oggetto dello specifico PRdSP.

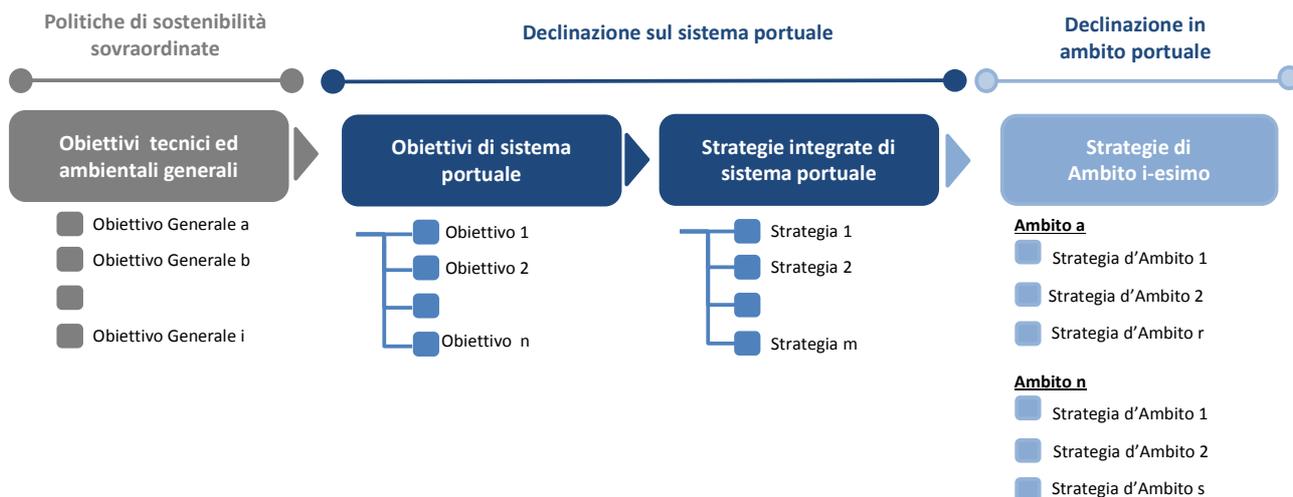


Fig. V-7 - Logica di costruzione degli obiettivi e delle strategie di PRdSP

Occorre, in altri termini, che in ogni processo di formazione sia dei PRdSP sia di loro varianti, si costruisca la catena logica degli obiettivi e successivamente che questi vengano tradotti in strategie, dando luogo alla catena *strategie – azioni*. Dato che gli obiettivi da soddisfare, come detto, comprendono quelli di sostenibilità ambientale, le *Strategie di ambito* permetteranno di poter impostare e successivamente coordinare le *Azioni* dello specifico ambito, tese al raggiungimento degli *Obiettivi* prefissati.

È l'applicazione di questa logica che consente di tenere continuamente conto dei principi di sostenibilità ambientale.

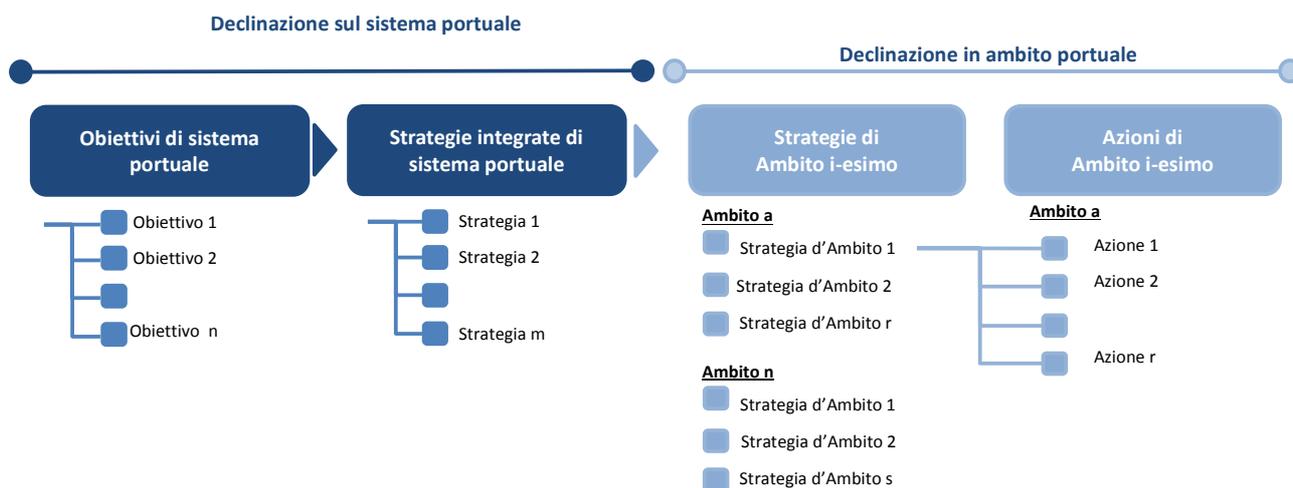


Fig. V-8 - Logica di costruzione delle strategie ed azioni di ambito

V.2.3 Il metodo di definizione degli effetti ambientali quali esito della sequenza concettuale obiettivi-strategie-azioni

Il metodo da adottare al fine di garantire che la sostenibilità ambientale rappresenti un concetto alla base di ogni processo di formazione sia dei PRdSP sia delle loro varianti - con ciò intendendo dapprima gli aspetti di pianificazione e successivamente quelli di progettazione, al fine di garantire la coerenza dell'intero processo di formazione ed attuazione del piano - deve essere in grado di affrontare tutte le più significative tematiche ambientali. Nella definizione degli obiettivi di sostenibilità assunti per l'iniziativa portuale, dovranno essere analizzati tutti i campi su cui la realizzazione di un porto può generare delle influenze: dall'ambito marino al patrimonio culturale, dalla rete idrografica all'ambiente urbano, dall'occupazione locale alla mobilità delle zone limitrofe.

A tal fine, le presenti Linee Guida indicano il percorso che è necessario seguire lasciando ovviamente ad ogni processo attuato dalle Autorità di Sistema Portuale la opportuna verifica e definizione del caso specifico. In questa sede interessa indicare la sequenza logica da sviluppare e i principali momenti di lavoro che in sede di verifica (sia tecnica che ambientale) l'Autorità competente si aspetta di riscontrare. Ciò sia con riferimento ai documenti tecnici illustrati nelle altre sezioni del presente documento sia a quelli ambientali.

Nel paragrafo precedente si è indicato come strutturare la logica di redazione del piano e in particolare come implementare in questo gli obiettivi ambientali. Di seguito si riporta la logica del successivo passaggio, ovvero come completare la "catena" di lavoro per giungere all'esito finale che è quello della determinazione degli effetti ambientali connessi all'attuazione del piano.

Al riguardo una precisazione è d'obbligo. La norma, ed in particolare il D.Lgs. 152/06 si riferisce ad "impatti" ambientali come definizione specifica dell'attuazione di un piano: la scelta di declinare detta indicazione con il termine "effetti" non vuole modificare (ovviamente) la dizione normativa, ma solo chiarirne il significato. Il termine "impatto" deriva dal latino *impactus*, participio passato di *impigère* ovvero urtare e come tale vuole andare a specificare (nella disciplina in oggetto) come una determinata azione modifica in termini per lo più negativi il sistema ambientale con il quale interagisce. Se invece si analizza la parola "effetto" si ha che la stessa deriva dal latino *effectus*, participio passato di *efficère* ovvero "compiere" cioè "mettere in esecuzione", svolgere un'azione che porta ad un risultato.

È proprio questa la logica di lavoro che si vuole sviluppare e porre alla base del processo di valutazione ambientale strategica di un piano: non l'esame e la valutazione di una cosa negativa (l'impatto), ma l'analisi di una trasformazione che, correlata all'ambiente, consenta di comprendere come l'azione prevista possa incidere sullo stesso, al fine di poter determinare le strategie più idonee per perseguire l'obiettivo senza innescare significative alterazioni degli equilibri ecosistemici.

Il primo passaggio è la definizione degli obiettivi di sistema portuale. Con questo si intende individuare una famiglia abbastanza ampia, ma al tempo stesso precisa, di categorie di analisi che

presentano la caratteristica di rispondere a quelle che sono le indicazioni delle strategie e delle politiche di sviluppo della portualità, in modo da salvaguardare e valorizzare i parametri ambientali, con riferimento non solo ad ambiti e direttive locali/regionali, ma anche a quelle nazionali per finire (o meglio dire iniziare) da quelle comunitarie.

Al fine di orientare la scelta gli **obiettivi di sistema**, la prima differenziazione è quella di suddividerli in due macro categorie:

- la prima deve essere orientata per soddisfare la necessità di dare un reale ruolo sistemico all'insieme delle realtà portuali che costituiscono il sistema;
- la seconda sarà riferita ad obiettivi più specifici, che potranno trovare diverse declinazioni all'interno del sistema portuale stesso.

Tra i primi si dovrà almeno considerare:

- Garantire l'integrazione funzionale del sistema rispettando le vocazioni delle singole parti costituenti.
- Garantire la coerenza con le vocazioni territoriali del contesto.
- Ottimizzare le funzioni in rapporto all'infrastrutturazione del contesto.
- Bilanciare i flussi di traffico nel Sistema.

Per quanto riguarda invece il secondo set minimo di riferimento, gli obiettivi tecnici e ambientali da considerare saranno:

- Migliorare la mobilità e ridurre il traffico inquinante.
- Utilizzare le risorse ambientali in modo sostenibile, minimizzandone il prelievo.
- Garantire la protezione idraulica del territorio.
- Tutelare le biodiversità e ridurre la pressione antropica sui sistemi naturali.
- Promuovere il benessere sociale.
- Migliorare la qualità del *waterfront*.
- Integrazione socio-culturale dell'organismo portuale con il Paesaggio.
- Ridurre l'inquinamento.
- Promuovere il confronto e l'integrazione in materia ambientale.
- Aumentare gli investimenti per la protezione e la valorizzazione dell'ambiente.
- Garantire il possibile sviluppo della infrastruttura portuale.

L'elenco degli obiettivi sopra riportato è stato definito prendendo come riferimento le peculiarità dettate dagli obiettivi di carattere tecnico, specifici della realizzazione di un PRdSP e dai principi di sostenibilità ai quali una attività pianificatoria deve efficacemente rispondere.

Passo successivo all'individuazione degli obiettivi è la definizione delle strategie integrate di sistema portuale.

La definizione delle strategie di sistema portuale sarà orientata per indicare un duplice set di strategie: quelle da perseguire a livello di sistema e quelle che indicheranno già una collocazione di ambito (ambito del singolo porto). Dalle strategie di sistema saranno definite le strategie di ambito, ovvero la modalità con la quale l'obiettivo sarà perseguito nell'ambito specifico.

Dalla strategia di ambito saranno declinate e definite le azioni di ambito.

A titolo esemplificativo, si considera una possibile formulazione di detta sequenza concettuale. Si immagini che tra gli obiettivi indicati dall'Autorità di Sistema Portuale vi sia quello di "aumentare/soddisfare la domanda crocieristica". A questo obiettivo seguirà una strategia di sistema che potrebbe riguardare "potenziare le attività crocieristiche nell'ambito x e in quello y".

Ne derivano due strategie di ambito: per l'ambito x, ad esempio, la strategia sarà quella di "incrementare gli accosti crocieristici" mentre, per l'ambito y, potrebbe essere quella di "implementare il sistema di accoglienza dei passeggeri". A queste seguiranno due azioni: per l'ambito x, l'azione potrà essere sempre a titolo indicativo "ampliare il molo di sopraflutto per accogliere le navi da crociera", mentre per l'ambito y, l'azione sarà quella di "realizzare una nuova stazione marittima".

In questo modo si è pervenuti al completamento della prima parte della sequenza concettuale che per lo più, per gli esempi assunti, si declina da una attenta rilettura della parte tecnica del piano.

Ora occorre arrivare alla parte terminale della logica di lavoro e cioè definire gli effetti che dette azioni potranno sviluppare.

Nella Fig. V-10 è riportato il passaggio dalle azioni agli effetti e l'indicazione di assumere, per ogni effetto, uno o più indicatori per poterne determinare l'entità.

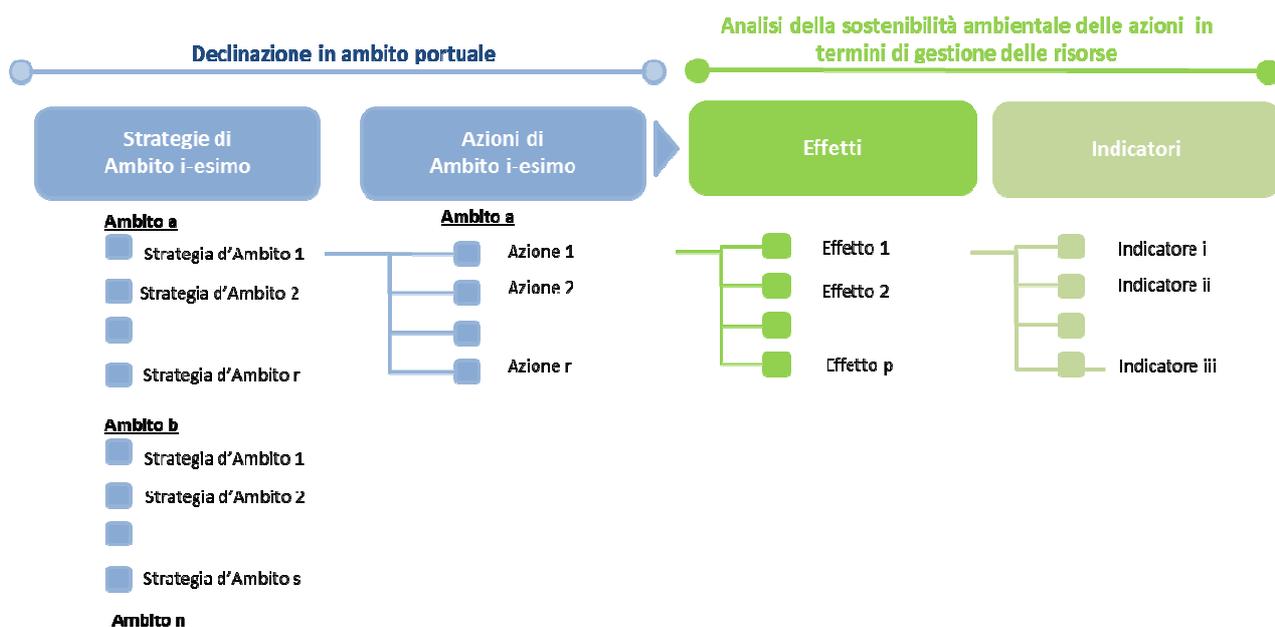


Fig. V-10 – La logica dell'analisi per l'individuazione degli effetti ambientali del PRdSP

Pertanto, ciò che deve fungere da guida concettuale ed operativa nella pianificazione del porto, è la sequenza concettuale precedentemente indicata:

- definizione degli **obiettivi**;
- definizione delle **strategie**, sia a livello di sistema che di singolo porto;
- attuazione delle strategie mediante specifiche **azioni** con verifica degli **effetti** conseguenti sui sistemi di riferimento assunti.

Preme evidenziare che detto percorso, da porre in essere sin dalle prime fasi di definizione dell'evoluzione della gestione del porto, dovrà essere applicato anche al tema delle "alternative", laddove esse assumano carattere strategico (a livello di piano e quindi di VAS) o carattere tecnico e, quindi, riferite alle azioni. A fronte di ciò si evidenzia che le alternative dovranno riguardare non solo l'aspetto tecnico, funzionale ed economico, ma anche quello sociale ed ambientale.

Infatti, è essenziale, per lo sviluppo di un'opera ecosostenibile, che tra gli obiettivi strutturanti il PRdSP, vi siano anche quelli relativi alle tematiche sociali ed ambientali.

Definiti quindi gli obiettivi, occorre che il piano individui le azioni per dare le risposte dovute e/o auspiccate, atte in ogni modo a rispondere alle esigenze per le quali è mossa l'iniziativa. Le azioni che devono essere definite, ovviamente, sono da declinarsi a più livelli, a seconda della fase del processo al quale ci si riferisce. Con ciò si vuol dire che le azioni a livello di piano non possono essere declinate nella stessa forma di quelle che si dettagliano per il progetto. L'obiettivo finale è dettato da subito, ma l'approfondimento e le modalità devono necessariamente essere diverse.

Al riguardo si evidenzia l'importanza di declinare correttamente i principi di tutela ambientale al processo di VAS. Le presenti Linee Guida, per la loro impostazione e per il loro ruolo di indirizzo, non possono dettagliare in modo puntuale tutte le "catene" possibili che dagli obiettivi di sistema conducono agli effetti da prendere in considerazione nella stesura di un PRdSP e per la valutazione della strategicità e coerenza ambientale dell'iniziativa. Ciò che interessa evidenziare, è la metodologia con la quale affrontare la tematica al fine di perseguire la corretta definizione del piano, nonché della sua valutazione.

In altri termini, si ritiene che gli effetti ambientali conseguenti all'attuazione dell'azione di PRdSP, debbano essere gestiti in relazione ai principi di sostenibilità ambientale e non in termini di impatti puntuali connessi all'attuazione delle medesime azioni sui bersagli d'impatto.

A titolo meramente esemplificativo, si riportano nei seguenti box dei casi di studio a carattere generale.

Caso esempio 1

Partendo dalla esigenza manifestamente più ricorrente, che è quella di dare risposta ad una sempre crescente domanda di traffico e nel caso in cui, per condizioni pregresse del sistema portuale, si pone la necessità di un ampliamento di un ambito portuale, si individua come obiettivo di riferimento "migliorare la mobilità e ridurre il traffico inquinante". Ne consegue che in termini di strategie si pone certamente, tra

gli altri, l'obiettivo di garantire la movimentazione e l'ormeggio in sicurezza delle navi. Per garantire tale obiettivo, la prima azione che si deve definire a livello di piano, è quella di fornire protezione ad un congruo specchio acqueo. Si evidenzia al riguardo, che in sede di PRdSP, non deve essere necessariamente connesso il dimensionamento delle opere che consentano ciò, quanto piuttosto il dimensionamento dello spazio necessario (posizionamento, orientamento, cerchio di evoluzione, dimensione dei raccordi e degli spazi, ecc). Ci si riferisce ad esempio al fatto che l'ampiezza di detto spazio e il suo rapporto con l'esistente, nonché con la linea di riva e l'assetto territoriale, delinea i possibili effetti da prendere in considerazione che si potranno riferire alla verifica del rispetto delle indicazioni di tutela delle aree marine, alla coerenza con la pianificazione delle coste in termini di assegnazione delle destinazioni d'uso che l'ente preposto (es. Regione) ha previsto, ecc.. In tal senso l'analisi e la valutazione può manifestarsi a livello di redazione di un Piano e quindi in coerenza con la VAS di un PRdSP.

Una volta accertata l'entità e l'estensione plani-batimetrica di detto spazio al quale si assegna la precisa funzione di protezione delle navi dal moto ondoso, andrà individuata una successiva fase di definizione dell'azione da perseguire in termini di modalità attuativa, ovvero si entrerà nel merito progettuale. La protezione di detto spazio dovrà essere eseguita mediante la realizzazione di un molo. Questa azione di progetto persegue lo stesso obiettivo, ma è dettagliata ad un livello differente di approfondimento tale da consentire l'analisi dei conseguenti effetti, spingendo detta analisi anche, ma non solo, a livello di determinazione degli impatti. Ma è evidente che se nel primo caso, per le verifiche ambientali siamo in un processo di VAS, nel secondo siamo in quello di VIA, ovvero di un momento successivo da svolgersi affinché non appaia "limitata" l'analisi ambientale: si tratta solo di assegnare funzioni corrette alle relative procedure.

Caso esempio 2

Nelle precedenti note tese ad evidenziare come sia necessaria l'analisi e la considerazione della sostenibilità ambientale nello sviluppo di un PRdSP, si è accennato, tra gli altri, al tema della gestione delle acque di zavorra delle navi. Ovviamente questo è un aspetto particolare tra i tanti che possono essere assunti nella valutazione ambientale di un porto, ma certamente è di primaria importanza in termini di tutela degli ecosistemi marini esplicitamente richiamati anche dalla recente direttiva della Comunità Europea. Come un atto di pianificazione può correlarsi a questo? Non sembrerebbe il PRdSP di un porto a dover porre in essere interventi atti a ridurre questo effetto, ma è pur vero che se non si prevedesse l'attività portuale e/o il suo potenziamento certamente il rischio per l'ecosistema non si porrebbe. Come gestire ciò? Nell'ambito della VAS, qualora correttamente intesa ed applicata, sono proprio questi gli aspetti da considerare. Si ipotizza il caso in cui l'Autorità Portuale o marittima assuma un regolamento per tutte le navi che utilizzano il porto, mediante il quale gestire detta azione e definire delle regole per la sua esecuzione (sito di rilascio, condizioni meteo in cui ciò può essere eseguito, modalità, ecc.). Considerato che tali navi gravitano nello specchio acqueo ad esso correlato e che quindi è possibile indicare/prescrivere azioni di tutela ambientale, la VAS costituirebbe il momento adatto per discutere di tale aspetto, assegnando, se del caso, all'Autorità competente, il ruolo del controllo del regolamento stesso.

In tal modo si perseguirebbe un corretto processo di VAS e non si confonderebbe l'effetto delle azioni del Piano con gli impatti che lo stesso determinerebbe, ad esempio, in termini di occupazione dello specchio acqueo o del fondale dovuto alla realizzazione della banchina in cui dette navi saranno ormeggiate: appare evidente che questo sia un tema più specificamente legato alla VIA.

Tutto ciò poi deve essere supportato dal più idoneo strumento di analisi e quindi di sviluppo progettuale (in senso lato che sia di piano o di progetto), che guida l'attività del proponente-progettista ed al contempo del valutatore.

La prima e fondamentale caratteristica che deve essere assegnata a questo strumento di controllo, è che esso implichi un metodo di valutazione analitico, che dia un risultato univoco, di facile comprensione, non soggetto ad interpretazioni.

Per ogni sequenza di **obiettivi - strategie – azioni - effetti** dovrà, quindi, essere definito un *set* di indicatori, così da poter lavorare con risultati numerici, ottenibili mediante formule analitiche.

Lo scopo da tenere in considerazione, deve essere quello di costruire un meccanismo che, mediante l'utilizzo di indicatori, adeguatamente selezionati e strutturati, permetta un momento di autovalutazione in corso di pianificazione e di progettazione per determinare l'idoneità delle scelte, le eventuali modifiche da apportare e le possibili misure di mitigazione da adottare.

Parimenti, passando alla fase successiva della valutazione ed approvazione, lo stesso potrà rendere più agevole il lavoro dei soggetti competenti in materia ambientale, in quanto fornisce loro una serie di scenari che possono essere analizzati e valutati.

Nella Fig. V-11 che segue è riportato lo schema al quale ci si riferisce.

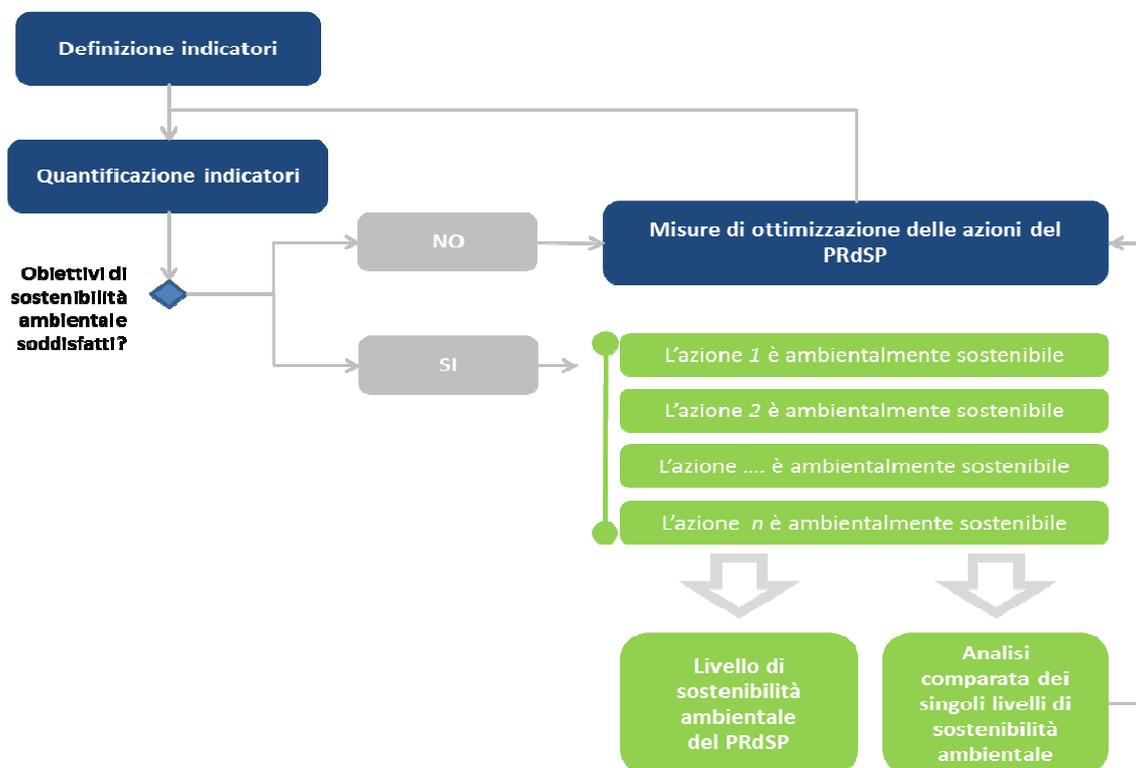


Fig. V-11 - L'utilizzo del metodo degli indicatori come fase di stima ed autovalutazione

Il primo riferimento che deve essere assunto in fase di definizione del *set* di indicatori è l'attinenza a ciò che gli stessi devono misurare. In particolare, bisogna tenere presente che lo studio

ambientale deve essere teso a misurare le implicazioni, o per meglio dire gli “effetti”, che tutte le scelte adottate possano avere sull’ambiente (sia in funzione della tipologia di effetti che le misure comportano, sia in funzione delle criticità/vulnerabilità/singularità intrinseche del sistema territoriale interessato).

L’utilizzo del sistema basato sugli indicatori deve consentire, infatti, di mettere a confronto l’effetto indotto dalle scelte pianificatorie/progettuali con l’obiettivo di sostenibilità stabilito in particolare ed in generale, con la qualità del contesto ambientale interessato.

Per quanto riguarda la definizione della struttura da dare agli indicatori, occorre tenere conto che gli stessi debbono rappresentare il livello di sostenibilità dell’iniziativa e, quindi, devono essere tutti mirati ad evidenziare la stessa grandezza espressa nella medesima direzione.

In particolare è opportuno, per un miglior uso degli indicatori, che gli stessi siano presentati sotto forma di parametro normalizzato in cui il valore “zero” corrisponde al valore minimo ovvero che l’azione individuata, pur se ammissibile dal punto di vista tecnico, non soddisfa i requisiti di uno sviluppo atto ad essere caratterizzato sostenibile, mentre al contrario il valore “uno” corrisponde al massimo livello ammissibile per quel contesto di riferimento.

Entrando nel merito di come strutturare gli indicatori, si considera che ad un’azione corrisponderà uno o più effetti. Ad ogni effetto sarà attribuito uno o più indicatori ed ogni indicatore dovrà essere caratterizzato da una sua definizione, ad una unità di riferimento che sia quantificabile e non esplicabile attraverso un giudizio di valore (“mg/l, m, m³, t, ore, ecc.” e non “alto, medio, basso, ecc.”) e dalla combinazione delle seguenti quantità:

- Q_i pari alla quantità di riferimento dell’iniziativa;
- Q_{i0} pari alla quantità di riferimento dell’iniziativa sottoposta ad una ottimizzazione ambientale, laddove possibile;
- Q_r pari alla quantità di riferimento del contesto di riferimento per l’iniziativa, ovvero il target che si assume a riferimento.

Per poter garantire l’oggettività dello strumento, il metodo di valutazione, come detto, deve consentire che, dal confronto tra le grandezze relative alle scelte in fase di pianificazione e la quantità alla quale rapportarsi, si ottenga un valore numerico che non permetta la soggettività del giudizio.

Il risultato ottenuto per ogni singolo indicatore sarà un numero compreso tra 0 e 1:

- se all’indicatore è stato attribuito un valore pari a “0”, vuol dire che non è stato raggiunto l’obiettivo di sostenibilità prefissato;
- se invece ad esso corrisponde il valore “1” vuol dire che le scelte adottate soddisfano gli obiettivi ambientali.

Questo vuol dire, in buona sostanza, dover confrontare per ogni effetto che si ritiene di dover considerare, il rapporto tra quanto necessario per lo sviluppo dell'azione e un riferimento che si assume essere il "target di riferimento".

È proprio questo il valore aggiunto che il processo di VAS può conferire al processo di formazione di un PRdSP: non pervenire ad un piano autoreferenziale, quanto piuttosto un piano che si rapporta al suo ambiente, ovvero al contesto nel quale si inserisce e che si pone dei concreti obiettivi di sostenibilità ambientale il cui perseguimento è, in qualche modo, misurabile.

V.2.4 L'applicazione dei principi ai documenti di natura ambientale da redigere

V.2.4.1 I documenti da redigere

Oltre alla documentazione tecnica esplicitata nelle altre parti delle presenti Linee guida per quanto riguarda le verifiche ambientali la documentazione da predisporre non è univocamente determinata a priori ma dipende dalla fattispecie che si affronta.

A seconda della procedura, sono da predisporre i seguenti documenti:

- a) Rapporto preliminare ai sensi dell'art. 12 co. 1 del D.Lgs. 152/06;
- b) Rapporto preliminare ai sensi dell'art. 13 co. 1 del D.Lgs. 152/06;
- c) Rapporto ambientale ai sensi dell'art. 13 co. 3 del D.Lgs. 152/06;
- d) Studio preliminare ambientale ai sensi dell'art. 20 co 1 del D.Lgs. 152/06;
- e) Studio di impatto ambientale ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06.

Nello specifico in Fig. V-12 i predetti documenti sono associati alle distinte fattispecie procedurali.

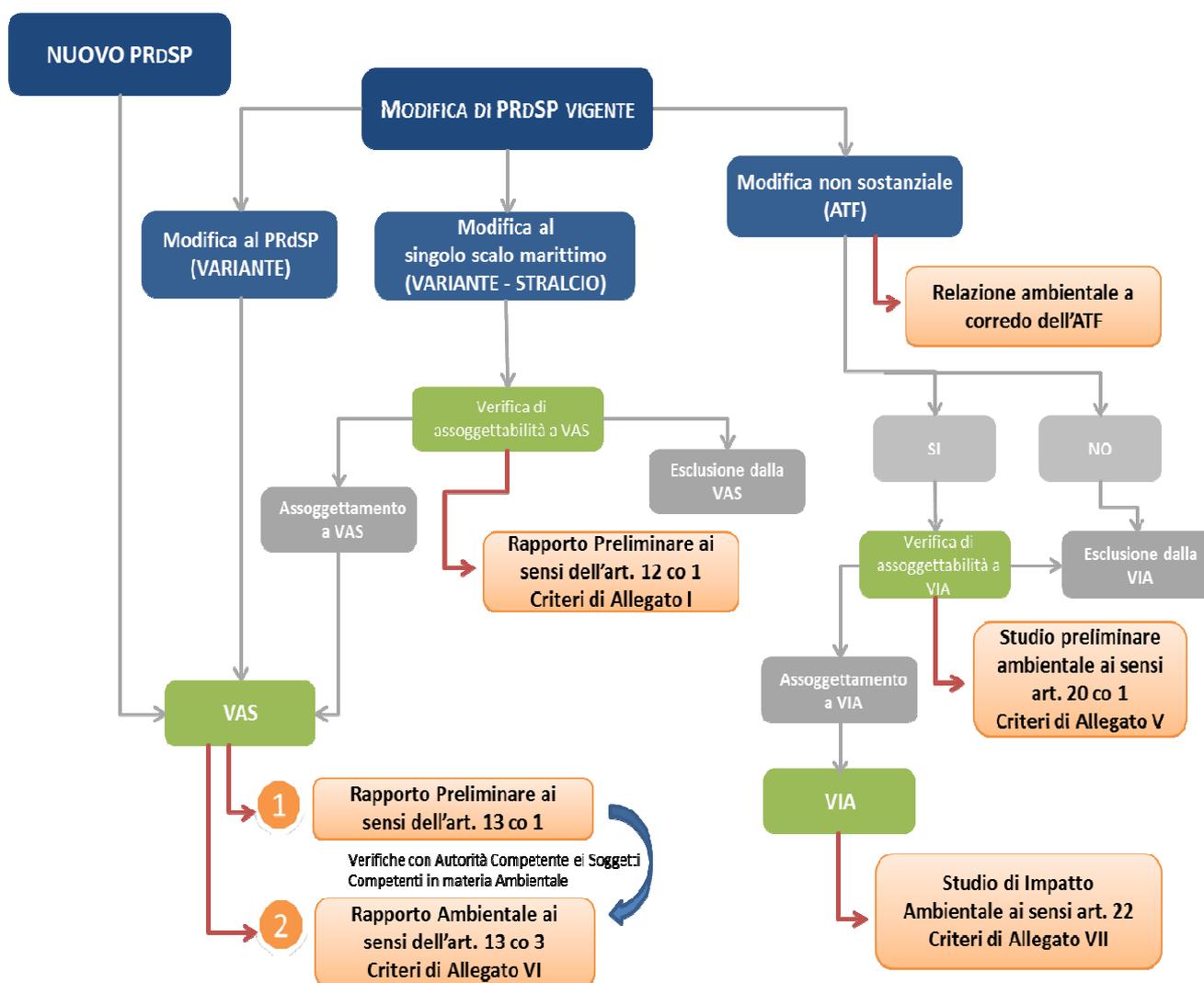


Fig. V-11 – I documenti per l’attivazione delle procedure di verifica ambientale

Allo scopo giova ricordare per chiarezza e precisione che:

- I documenti di cui ai precedenti punti a) e b), pur avendo la stessa denominazione, hanno contenuti differenti, in quanto finalizzati a verifiche tutt’altro che uguali. Il primo, infatti, si redige in occasione di una verifica di assoggettabilità a VAS e, seguendo le indicazioni di cui all’allegato I del D.Lgs. 152/06, ha lo scopo di dar atto che la modifica che si introduce, non generando “impatti significativi”, può essere esclusa dal processo di VAS. Mentre, il secondo, consente ai Soggetti competenti in materia ambientale ed all’Autorità Competente, unitamente all’Autorità Procedente (in questo caso l’AdSP), di determinare i contenuti da assegnare al successivo Rapporto Ambientale con il quale si svolge il processo di VAS.
- La procedura di VAS è attivata mediante il Rapporto preliminare ai sensi dell’Art. 13 co. 1 del D.lgs. 152/06 e solo successivamente alla consultazione di cui all’art. 13 co. 2 del medesimo disposto normativo viene attivata pubblica procedura supportata dalla presentazione del Rapporto Ambientale e dal PRdSP.

- La redazione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) di cui all'art. 22 del D.Lgs. 152/06 interessa il caso dei PRdSP solo nel caso in cui un ATF del PRdSP non viene escluso dalla verifica di valutazione di impatto ambientale.
- La relazione ambientale a corredo dell'ATF non è una fattispecie prevista dal Codice dell'Ambiente, ma richiesta esplicitamente dalle presenti Linee Guida.

V.2.4.2 Il caso del Rapporto Preliminare Ambientale

Con la denominazione di Rapporto Preliminare Ambientale, esistono due documenti, pur rivestendo due ruoli differenti.

Il primo è riferito alla verifica di assoggettabilità a VAS di cui all'art. 12 del D.Lgs. 152/06, mentre il secondo è per l'avvio della fase di consultazione della fase centrale della procedura di VAS vera e propria, come dettato dall'art. 13 co. 1 del D.Lgs. 152/06.

I documenti che devono essere prodotti sono differenti in quanto il primo deve dare atto che la modifica che si introduce nel piano approvato è "non sostanziale" nelle accezioni prima dette e tale che gli effetti che ne derivano siano non significativi, mentre il secondo ha lo scopo di determinare la portata delle informazioni che sono da riportare nel successivo Rapporto Ambientale.

In ogni caso la declinazione della sequenza concettuale di lavoro è da sviluppare al fine di poter pervenire alle determinazioni di cui sopra.

Va posta attenzione al fatto che, nel primo caso, non sembra necessario esplorare tutti gli obiettivi del PRdSP, ma piuttosto focalizzarsi sugli aspetti modificati, oggetto di variante..

Nel caso invece del rapporto per l'inizio della procedura di VAS, è necessario esaminare l'intera declinazione della sequenza concettuale fino alle azioni, in quanto questa è rappresentativa delle indicazioni del Piano.

Sulla base delle azioni si potrà determinare quali aspetti ambientali devono essere attenzionati.

V.2.4.3 Il caso del Rapporto Ambientale

Il Rapporto Ambientale deve essere eseguito a valle del processo di consultazione sul Rapporto Preliminare, con riferimento al dettato del Codice ambientale ed in particolare dei criteri di cui all'allegato VI del D.Lgs. 152/06.

Rispetto a quanto riportato nelle precedenti indicazioni metodologiche, deve essere esplicitato l'intero processo sopra indicato, in quanto la prima parte del lavoro di realizzazione della "catena" è essenziale per la determinazione delle coerenze, la seconda per la definizione degli effetti, così da consentire all'autorità competente di esprimere il proprio parere motivato.

V.2.4.4 Relazione ambientale a corredo dell'ATF

Il riconoscimento della fattispecie di Adeguamento Tecnico Funzionale è il risultato di una verifica specifica sia di carattere tecnico che ambientale. Infatti, l'adeguamento al PRdSP non deve alterare in modo sostanziale l'assetto infrastrutturale del singolo porto e le funzioni, come indicato in dettaglio in altra parte delle presenti Linee Guida.

Parte integrante di queste verifiche, sono le implicazioni ambientali che l'adeguamento può comportare. La relazione che accompagna la proposta di ATF deve, quindi, essere corredata di apposita esplicitazione delle condizioni ambientali preesistenti e prevedibili.

V.3 CONTENUTI DEGLI STUDI PER LE VALUTAZIONI E VERIFICHE AMBIENTALI

V.3.1 La Valutazione Ambientale Strategica

V.3.1.1 Criteri e principi specifici

I casi ai quali applicare la procedura VAS sono, oltre a quello di nuovo PRdSP, quello in cui si ha una Variante al PRdSP od una Variante-stralcio al PRdSP, relativa al singolo scalo marittimo.

Può trattarsi di nuovi PRdSP o di modifiche ai PRdSP vigenti, qualora questi corrispondano alla fattispecie rappresentata nella figura seguente.

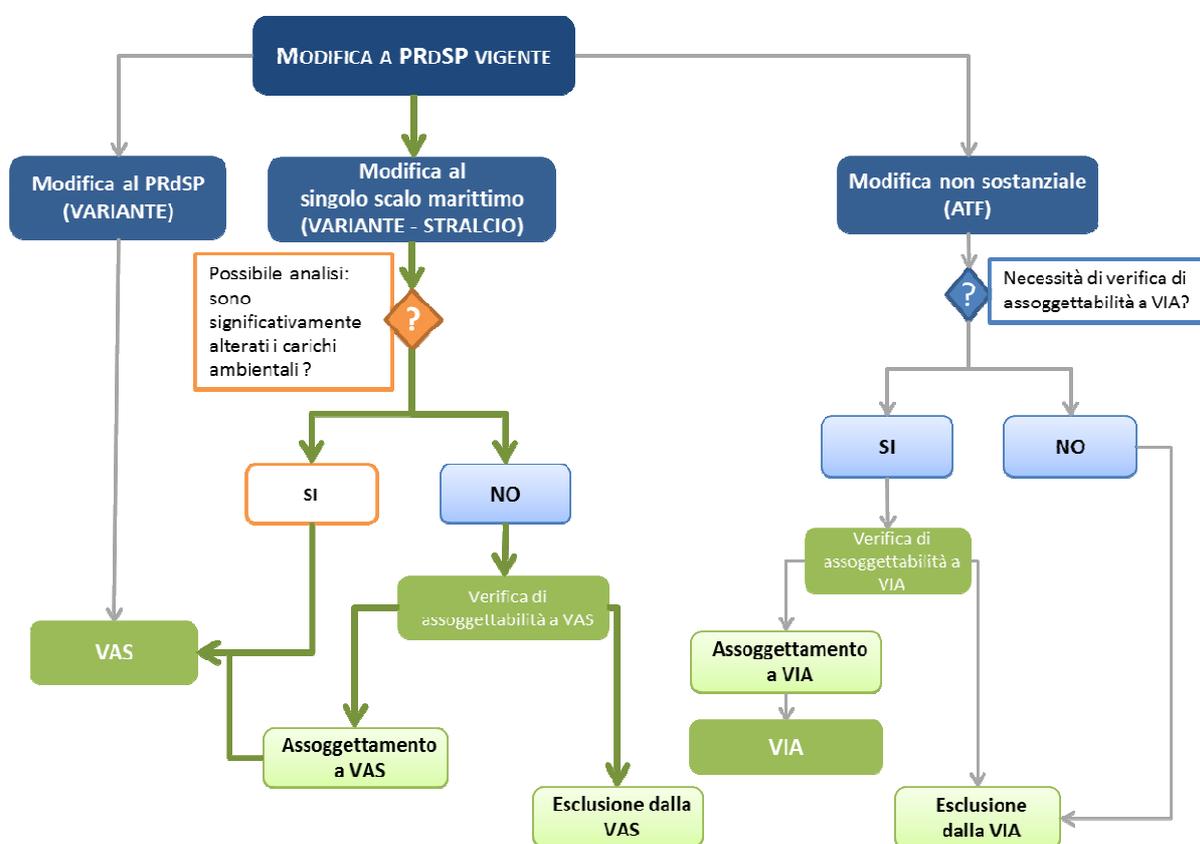


Fig. V-13 – Fattispecie di applicazione della VAS alla modifica di PRdSP vigente

In tali casi, è la VAS lo strumento per sua natura adeguato alla valutazione e sarà descritto compiutamente al paragrafo seguente, mentre di seguito si intendono mettere a fuoco i principi cardine dell'applicazione della VAS ai PRdSP.

Il D.Lgs. n. 152/06 individua il "Rapporto Ambientale" come il documento, parte integrante del PRdSP, in cui devono essere inserite tutte le informazioni utili alla VAS e fornisce alcune indicazioni per la sua redazione, prima fra tutte quella di individuare, descrivere e valutare "gli impatti

significativi” – nella accezione più sopra richiamata - che l'attuazione del PRdSP proposto potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale, nonché le ragionevoli alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale del piano stesso. Inoltre l'allegato VI riporta le informazioni da inserire *“nei limiti in cui possono essere ragionevolmente richieste, tenuto conto del livello delle conoscenze e dei metodi di valutazione correnti, dei contenuti e del livello di dettaglio del piano”*. E' la norma stessa che, partendo dall'assunto che i piani ed i programmi possono non solo riguardare i più disparati argomenti, ma anche avere livelli di approfondimento molto diversi gli uni dagli altri, nel fornire indicazioni circa i contenuti da inserire nel Rapporto Ambientale, pone l'attenzione sulla ragionevolezza della loro applicazione, da interpretare caso per caso.

A tal fine è di supporto la consultazione preliminare da effettuarsi obbligatoriamente ai sensi dell'art. 13, co. 1 del D.Lgs. n. 152/06. L'Autorità procedente, in questo caso l'Autorità di Sistema Portuale, predispone un **Rapporto Preliminare che viene messo in consultazione con l'Autorità competente ed i soggetti competenti in materia ambientale (SCA), ai fini della definizione della portata e del livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale.**

Rispetto a queste considerazioni di validità generale, le presenti Linee Guida, aventi ad oggetto una singola tipologia di Piano, il PRdSP, consentono una specializzazione delle indicazioni fornite dal D.Lgs. n. 152/06 e di seguito, ponendo l'attenzione sul carattere prevalentemente pianificatorio della fattispecie di PRdSP oggetto della VAS, si evidenziano alcuni aspetti.

L'aspetto di maggiore interesse è quello della necessità di porre l'attenzione agli obiettivi del PRdSP per diversi ordini di motivi.

L'attenzione agli obiettivi è richiesta dalla direttiva VAS e dalla norma italiana di recepimento, ma nella prassi purtroppo è sottovalutata o addirittura, troppo spesso, le tematiche ad essa afferenti sono trattate in maniera bibliografica e compilativa, non consentendo quelle analisi che sono proprie della Valutazione Ambientale Strategica.

Venendo a mancare questo aspetto, l'attenzione è spostata dagli obiettivi alle azioni e spesso si spinge ai singoli interventi, dando luogo ad una non corretta e fuorviante transizione delle analisi e delle valutazioni da quelle proprie della VAS a quelle proprie della VIA.

Il rischio dello spostamento di attenzione è aumentato dalla medesima definizione di *“impatto ambientale”* fornita dal D.Lgs. n. 152/06 applicata sia a Piani che a Progetti, spesso interpretata erroneamente, come se la descrizione e valutazione degli impatti possa avere nei due casi contenuti simili.

Ritenendo necessario fissare come ambito di competenza quello della VAS, si ribadisce l'importanza della valutazione degli obiettivi del PRdSP, dalla quale discende:

- la verifica di coerenza dell'impostazione del PRdSP con gli strumenti di pianificazione e programmazione sovraordinati e/o comunque correlati;

- la verifica della coerenza interna del PRdSP, fra gli obiettivi che muovono la pianificazione e le misure e azioni individuate per raggiungerli;
- la corretta analisi delle alternative, che deve riguardare le scelte strategiche che consentono il raggiungimento degli obiettivi fissati e non le diverse soluzioni progettuali per la realizzazione degli interventi;
- la verifica dell'attuazione delle scelte di Piano (monitoraggio) in termini di bontà dei percorsi evolutivi delle singole azioni nelle successive fasi di progettazione, realizzazione ed esercizio delle opere (anche nei casi in cui la singola opera dovrà essere sottoposta a VIA, la considerazione del contesto pianificatorio potrà essere un utile strumento di valutazione circa la sua compatibilità).

V.3.1.2 Descrizione generale del percorso della Valutazione Ambientale Strategica

Si descrive di seguito l'articolazione della VAS:

1. **VAS – Fase Preliminare**: la fase preliminare della VAS è indicata all'Art. 13, commi 1 e 2 del D.Lgs. n. 152/2006. L'importanza di questa fase è legata alla necessità di individuare, con il contributo di autorità e soggetti competenti in materia ambientale, sin dall'inizio del processo di VAS, quali sono la portata ed il livello delle informazioni da inserire nel futuro Rapporto Ambientale in funzione delle caratteristiche dello specifico PRdSP proposto.

Questa fase prevede quindi:

- 1.1. la **comunicazione** da parte dell'Autorità di Sistema Portuale, in qualità di Autorità procedente, alla Regione, in qualità di Autorità competente di voler dare avvio ad una procedura di VAS. A partire da tale data, l'Autorità di Sistema Portuale e la Regione entrano in consultazione e concordano, orientativamente entro 30 giorni e comunque in funzione di quanto disciplinato dalle singole Regioni, l'elenco dei Soggetti con competenze ambientali e la durata della consultazione preliminare;
- 1.2. la redazione di un **Rapporto Preliminare (RP)**, in cui si illustrano le caratteristiche salienti del PRdSP, a partire dalle esigenze, gli obiettivi che si pone e le azioni proposte per raggiungerli, e le caratteristiche del territorio in cui è collocato, ad una scala adeguata, al fine di consentire, attraverso la consultazione preliminare, la definizione della portata e del livello di informazioni da inserire nel successivo Rapporto Ambientale. Il documento dovrà contemplare anche la relazione con altri progetti, piani o programmi pertinenti (anche in termini di valutazione delle alternative localizzative);
- 1.3. la **presentazione dell'istanza**. Ad essa è allegato il Rapporto Preliminare (RP). La documentazione deve essere prodotta in formato elettronico e, ove necessario, su supporto cartaceo o comunque in coerenza con quanto disposto in ambito Regionale. Contestualmente, copia della documentazione deve essere inviata ai soggetti con

competenze ambientali individuati. A partire dalla data di presentazione dell'istanza, decorrono i tempi previsti per la Consultazione preliminare;

1.4. lo svolgimento di una **Consultazione preliminare** con la Regione ed i Soggetti Competenti in materia Ambientale, finalizzata a definire la portata delle informazioni necessarie alla redazione del successivo Rapporto Ambientale. La fase di consultazione si chiude entro 90 giorni, salvo quanto diversamente concordato;

2. **VAS**: questa fase comprende lo svolgimento delle attività contemplate dalla VAS di cui all'Art. 13, commi 3 e seguenti del D.Lgs. n. 152/2006 e prevede quindi:

2.1. predisposizione di un Rapporto Ambientale: in questa fase l'Autorità procedente presenta all'Autorità competente un Rapporto Ambientale (RA) che comprende i contenuti dell'allegato VI del D.Lgs. n. 152/2006 e, inoltre, dà atto della consultazione preliminare ed evidenzia come sono stati presi in considerazione i contributi pervenuti dai Soggetti competenti in materia ambientale. Il modello che si propone di seguito, prevede la seguente articolazione di contenuti:

- una **premessa** che illustri condizioni per l'applicabilità della VAS, gli esiti della consultazione preliminare e le modalità con le quali se ne è tenuto conto nell'impostazione del RA;

- una **prima parte** riguardante gli obiettivi, sia tecnici che ambientali, del PRdSP, le alternative e la scelta di Piano; nello specifico:

- a. i contenuti e gli obiettivi di sistema del PRdSP e l'analisi di coerenza esterna ed interna tra le strategie di sistema e di ambito proposte in rapporto con altri piani o programmi e progetti agenti sul territorio;

- b. l'identificazione degli obiettivi ambientali del PRdSP e la verifica di coerenza esterna ed interna con gli obiettivi ambientali assunti a livello regionale, nazionale e internazionale. Tali obiettivi rappresentano i riferimenti per il monitoraggio dell'efficacia ambientale del PRdSP;

- c. l'individuazione e la valutazione degli scenari alternativi di piano; questi dovranno tener conto dei cambiamenti climatici in atto al fine di dare corpo anche agli aspetti relativi alla resilienza del piano alla luce dei potenziali cambiamenti stessi;

- d. la descrizione della soluzione prescelta, motivandone le ragioni adottate sotto il profilo ambientale ed in base agli esiti degli studi; vengono inoltre indicate misure, provvedimenti ed azioni che l'Autorità procedente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento del PRdSP nell'ambiente e della salvaguardia dei beni culturali, del Paesaggio e dei siti UNESCO presenti;

- una **seconda parte** concernente le analisi ambientali, comprendente:

- a. l'individuazione dell'area d'indagine, tenendo conto delle possibili ripercussioni legate alla realizzazione degli obiettivi di Piano;

- b. l'individuazione dei sistemi ambientali e gli ambiti paesaggistici interessati, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi effetti significativi sulla qualità degli stessi, ponendo in evidenza l'eventuale criticità degli equilibri esistenti;
 - c. la definizione delle componenti e dei fattori ambientali, gli ambiti paesaggistici e le relazioni tra essi esistenti, che manifestano un carattere di eventuale criticità, al fine di evidenziare gli approfondimenti di indagine necessari al caso specifico;
 - d. l'individuazione dei beni culturali, dei beni paesaggistici e dei siti Unesco presenti e le soluzioni idonee a garantirne la salvaguardia;
 - e. l'individuazione dei livelli di qualità preesistenti all'intervento per ciascuna componente ambientale e paesaggistico/culturale interessata e gli eventuali fenomeni di degrado in atto;
 - f. la documentazione degli usi plurimi delle risorse, la priorità negli usi delle medesime e gli ulteriori usi potenziali coinvolti dalla attuazione del PRdSP;
 - g. la valutazione degli effetti ambientali dell'alternativa prescelta e l'individuazione delle eventuali misure di mitigazione e compensazione;
 - h. la valutazione degli effetti sui beni culturali, sul Paesaggio e sui siti UNESCO presenti, derivanti dall'attuazione del Piano e l'individuazione delle eventuali misure di mitigazione e compensazione;
 - i. la descrizione della prevedibile evoluzione, a seguito dell'intervento, delle componenti e dei fattori ambientali e paesaggistico/culturali, anche in relazione alla presenza di siti Unesco, delle relative interazioni e del sistema ambientale complessivo anche in relazione alla modifica, sia nel breve che nel lungo periodo, dei livelli di qualità preesistenti;
 - l. una valutazione degli impatti sulla salute umana legati all'attuazione del piano (se non considerati nell'accezione che per ambiente si intenda anche la salute umana);
 - m. un eventuale Studio di Incidenza (meglio se in forma di allegato al RA o come paragrafo assente del RA) nel quale, per i PRdSP che possono produrre incidenze significative su uno o più siti della Rete NATURA 2000, si valuteranno i potenziali effetti sui siti stessi;
- **misure previste in merito al monitoraggio:** saranno descritte le misure che si intendono predisporre in merito al monitoraggio ai sensi dell'Art. 18 del D.Lgs. n. 152/2006, tenendo conto dell'aspetto strategico del PRdSP in termini di raggiungimento degli obiettivi posti alla base dell'elaborazione e dell'evoluzione dei parametri di sostenibilità individuati;

- **sintesi non tecnica:** il documento riassume i contenuti del RA ed ha finalità divulgative; deve dunque utilizzare un linguaggio facilmente comprensibile al pubblico, essere facilmente riproducibile e agevolare la lettura e la comprensione dei contenuti del RA;

2.2. **Comunicazione** da parte dell'Autorità di Sistema Portuale alla Regione, della proposta di Piano accompagnata dal RA e dalla Sintesi non tecnica;

2.3. **Pubblicazione** dell'avviso da parte dell'Autorità di Sistema Portuale nel Bollettino Ufficiale della Regione o Provincia autonoma interessata (Art. 14, comma1). Si consiglia di prendere visione a titolo di esempio (e per quanto possibile uniformarsi), della bozza di avviso messa a disposizione sul sito del MATTM: www.va.minambiente.it. Si evidenzia che, qualora previsto, dovrà darsi giusta evidenza all'integrazione VAS - Valutazione di incidenza.

2.4. **Consultazione** del RA: la consultazione pubblica sul Rapporto Ambientale ha durata di 60 giorni ed avviene con le modalità stabilite dall'Art. 14. I tempi della consultazione decorrono a partire dalla data della pubblicazione dell'avviso. Nel caso in cui gli impatti interessino Stati limitrofi, dovrà avviarsi una procedura di consultazione transfrontaliera. All'uopo si rimanda a quanto indicato all'Art. 32 del D.Lgs. n. 152/06.

2.5. **Valutazione:** La valutazione del Rapporto Ambientale è svolta dalla Regione, in qualità di Autorità competente, secondo le modalità indicate dal D.Lgs. n. 152/2006, all'Art. 15 e sulla base degli esiti delle consultazioni di cui al punto precedente;

2.6. **Parere motivato:** la Regione in qualità di Autorità competente, al termine dello svolgimento delle attività di valutazione e comunque non oltre i 90 giorni a partire dalla chiusura della consultazione pubblica, conclude la procedura esprimendosi con un parere motivato;

2.7 **Revisione:** l'Autorità procedente, in collaborazione con l'Autorità competente, provvede, prima della presentazione del PRdSP per l'approvazione e tenendo conto delle risultanze del parere motivato di cui al punto precedente e dei risultati delle consultazioni, alle opportune revisioni del PRdSP;

2.8 **Decisione:** l'Autorità procedente trasmette il PRdSP ed il RA, insieme al Parere motivato ed alla documentazione acquisita nell'ambito della consultazione, all'organo competente per l'approvazione del PRdSP (uffici regionali competenti all'approvazione);

2.9. **Informazione sulla decisione:** l'informazione sugli esiti della VAS avverrà ai sensi dell'Art. 17 del D.Lgs. n. 152/2006;

2.10. **Monitoraggio:** le procedure di monitoraggio dovranno essere eseguite ai sensi dell'Art. 18 del D.Lgs. n. 152/06, tenendo conto delle misure previste in merito al monitoraggio inserite nel Rapporto Ambientale.

Si fa presente che prima dell'espressione del parere motivato dovrà essere acquisito il parere in linea tecnica da parte del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici.

V.3.2 La verifica di assoggettabilità a VAS

V.3.2.1 Criteri e principi specifici

In primo luogo, occorre ricordare che si può ricorrere alla verifica di assoggettabilità a VAS solamente nei casi di modifiche a PRdSP vigenti relative al singolo scalo marittimo (Variante-stralcio) e in virtù delle quali non ci si aspettano conseguenti variazioni sui carichi ambientali. Vale la pena inoltre evidenziare che, qualora queste condizioni non siano certe per l’Autorità portuale, alla stessa converrà far ricorso direttamente alla Valutazione Ambientale Strategica, in quanto la verifica di assoggettabilità, il cui esito può sancire la necessità della procedura di VAS vera e propria, rischia di determinare un aggravio procedurale che non esime dalle successive valutazioni.

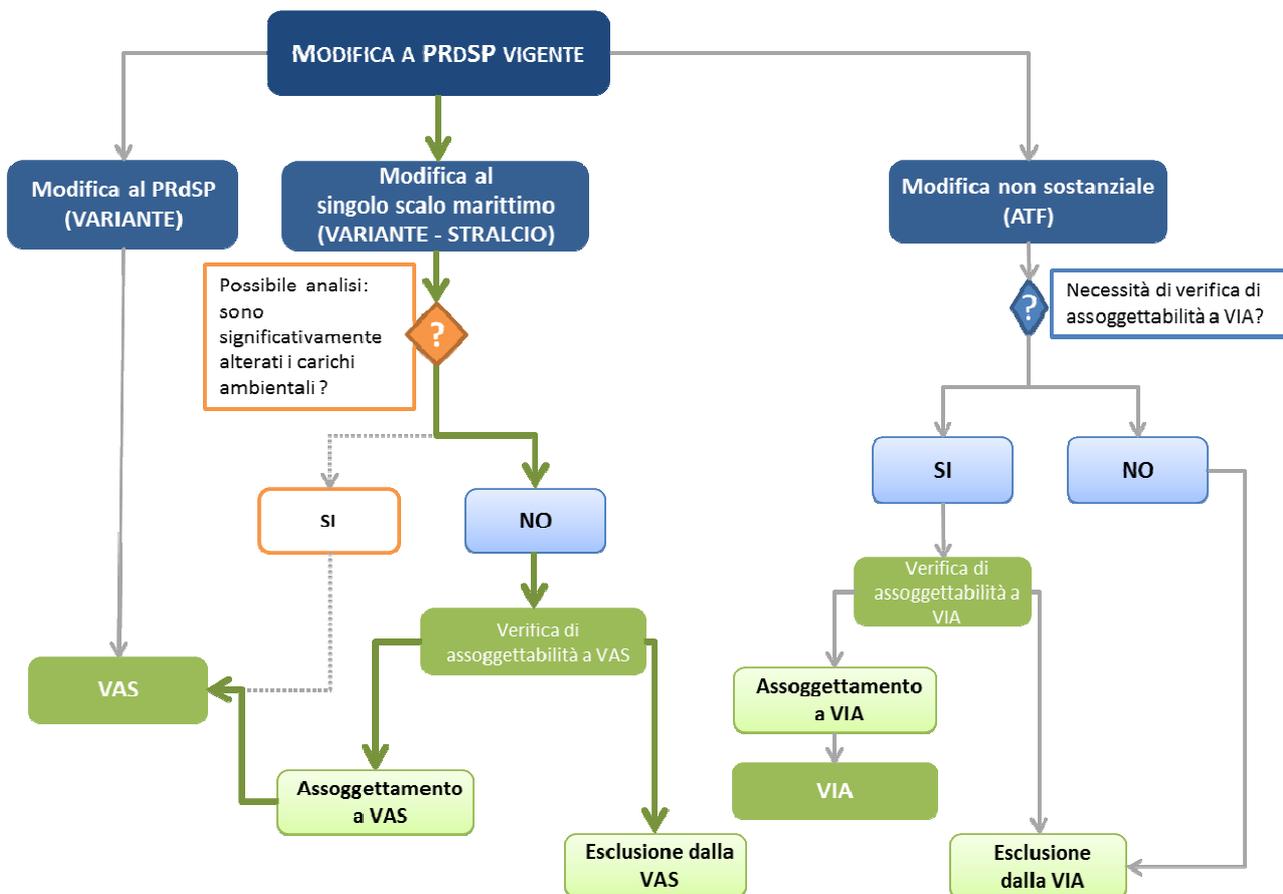


Fig. V-14 - Fattispecie di applicazione della Verifica di assoggettabilità a VAS

È quindi utile e opportuno valutare molto attentamente, in via preliminare, se e quando ci si trova nel campo di applicazione della verifica di assoggettabilità a VAS e se e quando è più “conveniente” affrontare una VAS piuttosto che una verifica di assoggettabilità i cui esiti potrebbero comunque comportare la necessità della VAS medesima. Per appurare di trovarsi nella fattispecie procedurale corretta, un primo elemento da considerare consiste nella verifica degli obiettivi connessi alla modifica proposta. Questi, difatti, devono confermare quelli del PRdSP vigente, perché qualora fossero diversi, introdurrebbero delle modifiche tali da dover

riconsiderare l'intero PRdSP e sarebbe questo, nella sua interezza, a dover essere sottoposto a valutazione.

Accertato che la modifica proposta non comporta una modifica degli obiettivi del PRdSP, occorre qualificare le azioni che si intendono porre in essere con la variante, dapprima verificandone l'estensione rispetto all'ambito portuale, poi verificandone gli effetti ambientali.

È importante ricordare che trattandosi di variante al PRdSP vigente è sempre a questo che occorre far riferimento ai fini della qualifica e valutazione delle modifiche proposte.

Per qualificarle come varianti-stralcio al PRdSP, per le quali è prevista la verifica di assoggettabilità a VAS, l'esame della portata delle modifiche, che devono essere puntuali e localizzate, rispetto al PRdSP vigente deve portare a concludere che le stesse sono limitate ad aspetti non sostanziali del PRdSP.

Altro aspetto fondamentale per indirizzare al meglio l'Autorità di Sistema Portuale nella scelta del percorso da intraprendere, ma anche per facilitare l'attività del valutatore nelle verifiche di competenza, è quello dell'analisi sulle potenziali variazioni dei carichi ambientali del PRdSP a valle delle modifiche proposte con la variante.

È evidente che un'analisi di questo tipo rischia di avere un carattere svantaggiosamente soggettivo, perché in assenza di indicazioni specifiche per ogni iniziativa potranno essere presi a riferimento aspetti ambientali diversi, che riferiti ad ambiti portuali diversi, potranno condurre sia a lungaggini valutative che a disparità di trattamento.

Con la finalità di ridurre questo rischio, in questa sede si propone di prendere a riferimento, anche in questo caso, il metodo esposto precedentemente che consentirà, attraverso un'analisi comparata fra il livello di sostenibilità ambientale del PRdSP vigente e quello della variante sul singolo scalo marittimo che si propone, di avere una chiara idea delle conseguenti modifiche sui carichi ambientali.

L'analisi comparata dovrebbe dunque condurre a comprendere sin da subito, prima di dare avvio a qualunque procedura, quale possa essere il percorso valutativo più opportuno.

Si ritiene che un ruolo importante delle presenti Linee Guida sia proprio quello di fornire degli strumenti attraverso i quali il Proponente/progettista, sulla scorta delle caratteristiche tecniche e degli aspetti ambientali dell'oggetto della valutazione, può individuare più facilmente l'idonea procedura valutativa da intraprendere.

Il caso della verifica di assoggettabilità ben si presta a questa esigenza in quanto, come precedentemente ricordato, individuare questo percorso e poi scoprire che non è quello corretto, determina un inopinato allungamento del procedimento amministrativo.

V.3.2.2 Descrizione generale del percorso della verifica di assoggettabilità a Valutazione Ambientale Strategica

Si descrive di seguito l'articolazione della verifica di assoggettabilità a VAS:

1. **verifica di assoggettabilità a VAS**: questa fase comprende lo svolgimento delle attività contemplate all'Art. 12, del D.Lgs. n. 152/2006 e prevede quindi:

1.1. la **comunicazione** da parte dell'Autorità Portuale, in qualità di Autorità procedente per la VAS, alla Regione, in qualità di Autorità competente, di voler dare avvio ad una verifica di assoggettabilità a VAS su una proposta di Variante stralcio al PRdSP vigente. A partire da tale data l'Autorità di Sistema Portuale e la Regione, entrano in consultazione e concordano, orientativamente entro 30 giorni e comunque in funzione di quanto disciplinato dalle singole Regioni, l'elenco dei Soggetti con competenze ambientali;

1.2 la predisposizione di un **Rapporto Preliminare (RP)**: in questa fase l'Autorità procedente predispone un Rapporto Preliminare (RP) che deve comprendere una descrizione della modifica al singolo scalo marittimo nel PRdSP e le informazioni e i dati necessari alla verifica degli effetti significativi sull'ambiente dell'attuazione della modifica, facendo riferimento ai criteri dell'allegato I del D.Lgs. 152/06. Il modello che si propone prevede la seguente articolazione di contenuti:

- una **prima parte** riguardante la descrizione delle caratteristiche della variante-stralcio al PRdSP proposta, affrontando in particolare i seguenti temi:

a. la descrizione del PRdSP approvato in cui si inquadrano, in termini di contesto, obiettivi, strategie, azioni e loro stato di attuazione;

b. la descrizione dei contenuti della variante, in termini di motivazioni delle modifiche proposte e loro relazione con il PRdSP vigente;

c. in quale misura la variante stabilisce un quadro di riferimento per progetti ed altre attività, o per quanto riguarda l'ubicazione, la natura, le dimensioni e le condizioni operative o attraverso la ripartizione delle risorse;

d. la pertinenza della variante proposta per l'integrazione delle considerazioni ambientali, in particolare al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile, anche con riferimento agli aspetti ambientali del PRdSP vigente, tenendo in considerazione sia il documento di Piano approvato, ivi inclusi i documenti relativi alla VAS, sia la sua evoluzione sino al momento in cui ne è proposta la variante;

- una **seconda parte** concernente le analisi ambientali, comprendente:

a. l'individuazione delle aree potenzialmente interessate dagli effetti ambientali della modifica proposta;

b. l'individuazione dei sistemi ambientali e gli ambiti paesaggistici interessati, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi effetti significativi sulla qualità degli stessi, ponendo in evidenza l'eventuale criticità degli equilibri esistenti;

c. la definizione delle componenti e dei fattori ambientali, gli ambiti paesaggistici e le relazioni tra essi esistenti, che manifestano un carattere di eventuale criticità, con riferimento al PRdSP vigente;

d. la documentazione degli usi plurimi delle risorse, la priorità negli usi delle medesime e gli ulteriori usi potenziali coinvolti dalla realizzazione della variante stralcio al PRdSP con riferimento al PRdSP vigente, curando nello specifico il metodo proposto riferito alla gestione delle risorse;

g lo studio dei potenziali effetti ambientali indotti dalla modifica al PRdSP, ai fini di determinarne la significatività mediante l'analisi di: probabilità, durata, frequenza e reversibilità degli effetti; carattere cumulativo degli effetti; natura transfrontaliera degli effetti; rischi per la salute umane o per l'ambiente (ad es. in caso di incidenti); entità ed estensione nello spazio degli effetti (area geografica e popolazione potenzialmente interessate); valore e vulnerabilità dell'area che potrebbe essere interessata;

1.3. la **presentazione dell'istanza** di verifica di assoggettabilità a VAS. Ad essa è allegato il Rapporto Preliminare (RP). La documentazione deve essere prodotta coerentemente con quanto disposto dalla Regione, in formato elettronico e, ove necessario, su supporto cartaceo. Contestualmente, copia della documentazione deve essere inviata ai Soggetti con competenze in materia ambientale. A partire dalla data di presentazione dell'istanza decorrono i tempi previsti per la Consultazione;

1.4. **Consultazione** del RP: la consultazione dei SCA sul Rapporto Preliminare ha durata di 30 giorni;

1.5. **Valutazione**: la valutazione del Rapporto Preliminare ha come scopo la verifica di potenziali effetti significativi indotti dalla modifica al PRdSP, finalizzata a determinare l'assoggettabilità a VAS, ed è svolta dalla Regione sulla base degli esiti delle consultazioni di cui al punto precedente;

1.6. **Decisione**: la Regione, al termine dello svolgimento delle attività di valutazione e, comunque, non oltre i 90 giorni a partire dalla presentazione dell'istanza, si esprime circa l'assoggettabilità della modifica al PRdSP a VAS, eventualmente definendo delle prescrizioni;

1.7. **Informazione sulla decisione**: l'informazione sugli esiti della verifica di assoggettabilità VAS è effettuata dalla Regione sul proprio sito web.

V.3.3 Contenuti della documentazione ambientale a corredo dell'ATF

V.3.3.1 Criteri specifici

La fondatezza di un Adeguamento Tecnico Funzionale è determinata dalla formale verifica da parte del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici.

A seguito di questa verifica, l'ATF può essere rigettato oppure accettato, in quanto la modifica proposta è ritenuta effettivamente "non sostanziale".

Detta verifica è eseguita sulla base di idonea documentazione tecnica alla quale deve essere anche correlata una testimonianza della "incidenza" ambientale. Sulla base dell'entità di quest'ultima, l'Autorità competente si esprime sulla necessità di una verifica ambientale.

Qualora sia ritenuto opportuno verificare la significatività della modifica dal punto di vista ambientale lo strumento da applicare, in questo caso, è la verifica di assoggettabilità a VIA sul progetto di opera sotteso dall'ATF.

Il risultato di detta verifica potrebbe essere apparentemente scontato (non necessità della VIA) ma è comunque necessario sotto un profilo procedimentale.

Qualora il contesto ambientale fosse particolarmente sensibile, infatti, non è concettualmente da escludersi la necessità di una verifica di impatto ambientale di detta modifica infrastrutturale e/o funzionale.

Al riguardo, sembra importante evidenziare che lo studio ambientale da sviluppare per la relazione da associare all'istanza di ATF, debba essere eseguito con attenzione, stante l'importanza della questione in gioco (eventuale necessità di VIA sul progetto sotteso dalla proposta di ATF).

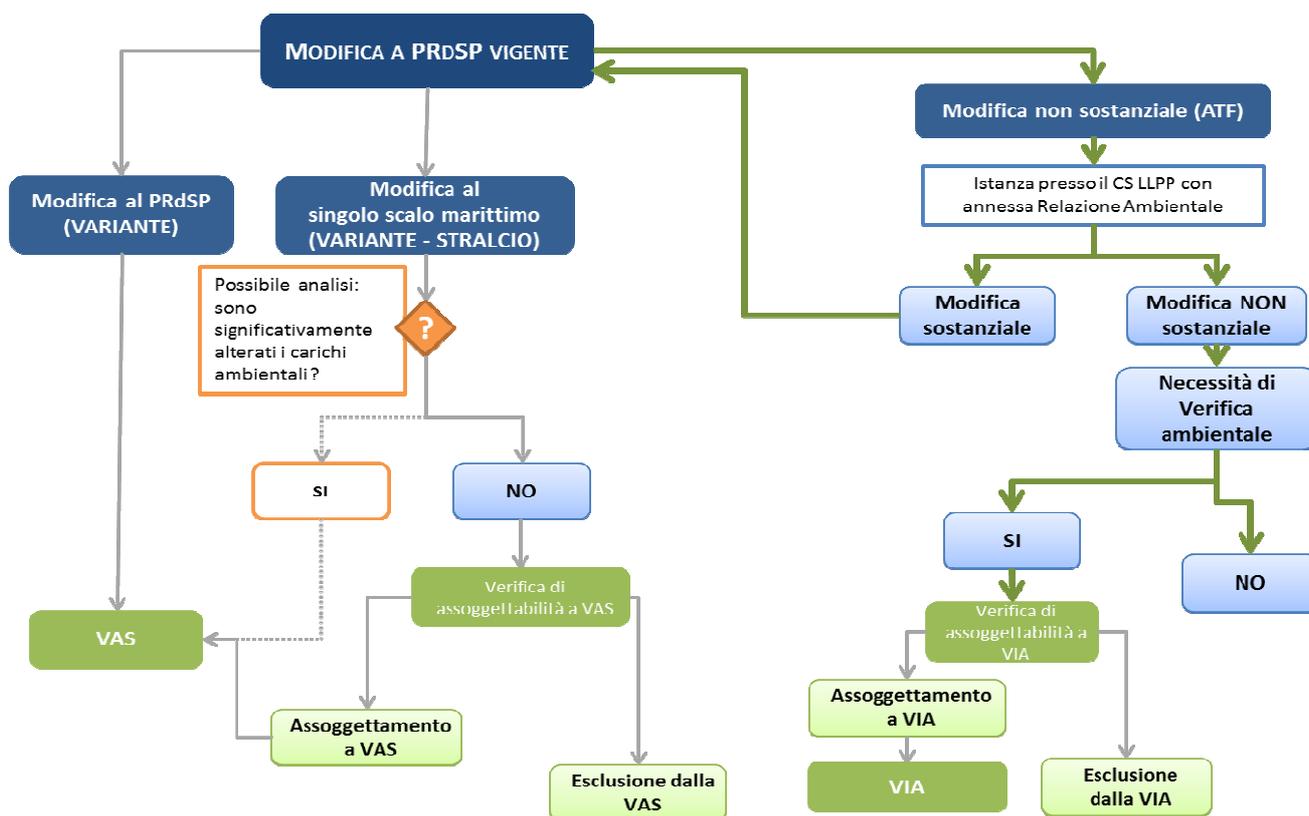


Fig. V-15 – Il caso dell’Adeguamento Tecnico Funzionale

V.3.3.2 La relazione ambientale

Come detto, nei casi di modifiche non sostanziali di un PRdSP vigente e, quindi, nella fattispecie dell’Adeguamento Tecnico Funzionale, il Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici è tenuto a verificare la effettiva non sostanzialità delle modifiche e, attraverso i rappresentanti istituzionali del MATTM presenti in commissione relatrice, indirizza l’Autorità di Sistema Portuale circa la necessità di attivare la procedura di verifica di assoggettabilità a VIA ai sensi dell’art. 20 del D.Lgs. 152/06 sul progetto sotteso dall’ATF.

Per poter opportunamente indirizzare l’Autorità di Sistema Portuale circa la necessità di una verifica sugli aspetti ambientali, è necessario che la documentazione tecnica da sottoporre al Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, fornisca informazioni utili in tal senso.

Tali informazioni riguardano:

- ✓ **le caratteristiche dell’ATF**, con particolare riferimento all’utilizzazione delle risorse naturali, alla produzione di rifiuti, al potenziale inquinamento prodotto e all’eventuale rischio di incidenti rilevanti;
- ✓ **la localizzazione dell’ATF**, soprattutto in relazione alla presenza di: zone umide, zone costiere, riserve e parchi naturali istituiti ai sensi della Legge n. 394 del 1991; le zone classificate protette ai sensi della normativa nazionale; zone protette speciali designate in base alle direttive

2009/147/CE e 92/43/CEE (appartenenti alla Rete Natura 2000); le zone nelle quali gli standard di qualità ambientale fissati dalla legislazione comunitaria sono già stati superati; le zone a forte densità demografica e le zone di importanza storica, culturale o archeologica.

Inoltre, per una più efficace valutazione, potranno essere fornite informazioni circa la presenza di eventuali impatti indotti sia dalla fase realizzativa dell'ATF, sia dal suo esercizio.

V.3.3.3 La verifica di assoggettabilità a VIA

Si descrive di seguito l'articolazione della verifica di assoggettabilità a VIA del progetto sotteso dall'ATF:

1. la predisposizione di uno **Studio Preliminare Ambientale (SPA)**: in questa fase l'Autorità di Sistema Portuale predispone uno Studio Preliminare Ambientale (SPA) che deve comprendere una descrizione della modifica al PRdSP (ATF) e le informazioni e i dati necessari alla verifica degli effetti significativi sull'ambiente dall'attuazione della modifica, facendo riferimento ai criteri dell'allegato V del D.Lgs. 152/06. Il modello che si propone prevede la seguente articolazione di contenuti:
 - una **prima parte** riguardante la descrizione delle caratteristiche dell'Adeguamento Tecnico Funzionale proposto, affrontando in particolare i seguenti temi:
 - a. la descrizione del PRdSP approvato in cui si inquadrano, in termini di contesto, obiettivi, azioni e loro stato di attuazione,
 - b. la descrizione dei contenuti dell'Adeguamento Tecnico Funzionale, in termini di motivazioni delle modifiche proposte e loro relazione con il PRdSP vigente, tenendo in particolare considerazione:
 - le dimensioni dell'ATF;
 - il cumulo con altri progetti;
 - l'utilizzazione di risorse naturali, in particolare suolo, territorio, acqua e biodiversità;
 - la produzione di rifiuti;
 - l'inquinamento;
 - del rischio di incidenti, per quanto riguarda, in particolare, le sostanze o le tecnologie utilizzate;
 - dei rischi per la salute umana (ad esempio, quelli dovuti alla contaminazione dell'acqua o all'inquinamento atmosferico);
 - c. la pertinenza dell'ATF proposto nella più generale cornice di promozione dello sviluppo sostenibile, anche con riferimento agli aspetti ambientali del PRdSP vigente;
 - una **seconda parte** concernente le analisi ambientali, comprendente:
 - a. l'individuazione delle aree potenzialmente interessate dagli effetti ambientali della modifica proposta;

- b. l'individuazione dei sistemi ambientali e gli ambiti paesaggistici interessati, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi effetti significativi sulla qualità degli stessi, ponendo in evidenza l'eventuale criticità degli equilibri esistenti, la ricchezza relativa, la disponibilità, la qualità e la capacità di rigenerazione delle risorse naturali della zona (comprendenti suolo, territorio, acqua e biodiversità) e del relativo sottosuolo, la capacità di carico dell'ambiente naturale;
 - c. la definizione delle componenti e dei fattori ambientali, gli ambiti paesaggistici e le relazioni tra essi esistenti, che manifestano un carattere di eventuale criticità, con riferimento al PRdSP vigente;
 - d. la documentazione degli usi plurimi delle risorse, la priorità negli usi delle medesime e gli ulteriori usi potenziali coinvolti dalla realizzazione dell'ATF al PRdSP con riferimento al PRdSP vigente;
 - e. lo studio dei potenziali effetti ambientali indotti dalla modifica al PRdSP, ai fini di determinarne la significatività mediante l'analisi di: entità ed estensione dell'impatto (ad esempio l'area geografica e la popolazione potenzialmente interessate), natura dell'impatto, natura transfrontaliera dell'impatto, intensità e complessità dell'impatto, probabilità dell'impatto, prevista insorgenza, durata, frequenza e reversibilità dell'impatto, cumulo tra l'impatto dell'ATF in questione e l'impatto di altri progetti esistenti e/o approvati, possibilità di ridurre l'impatto in modo efficace;¹³
2. la **presentazione dell'istanza** di verifica di assoggettabilità a VIA. Ad essa sono allegati il progetto di fattibilità e lo Studio Preliminare Ambientale (SPA). La documentazione deve essere prodotta in formato elettronico e, ove necessario, su supporto cartaceo. Copia integrale degli atti è depositata presso i comuni ove il porto è localizzato. Nel caso di porti di competenza statale la documentazione è depositata anche presso la sede delle regioni e delle province ove il progetto è localizzato. A partire dalla data di pubblicazione dell'avviso dell'avvenuta trasmissione della documentazione da parte dell'Autorità competente decorrono i tempi previsti per la Consultazione;
 3. **consultazione** dello SPA: la consultazione pubblica sullo Studio Preliminare Ambientale ha durata di 45 giorni;
 4. **valutazione**: la valutazione dello Studio Preliminare Ambientale ha come scopo la verifica di potenziali effetti negativi e significativi sull'ambiente indotti dal progetto sotteso dall'ATF ed è svolta dall'Autorità competente tenendo degli esiti delle consultazioni di cui al punto precedente;
 5. **decisione**: l'Autorità competente, al termine dello svolgimento delle attività di valutazione, e comunque non oltre i 45 giorni successivi al termine della consultazione, si esprime circa l'assoggettabilità del progetto sotteso dall'ATF a VIA, eventualmente definendo delle

¹³ Per le indicazioni relative ai contenuti degli Studi Preliminari Ambientali si è tenuto da conto quanto indicato dalla Direttiva UE n. 52 del 2014 relativa alla VIA.

prescrizioni. L'Autorità competente può, per una sola volta, richiedere integrazioni documentali o chiarimenti all'Autorità di Sistema Portuale, entro 45 giorni dalla pubblicazione dell'avviso. In tal caso, l'Autorità di Sistema Portuale provvede a depositare la documentazione richiesta presso gli uffici precedentemente indicati entro 30 giorni. L'Autorità competente si pronuncia entro 45 giorni dalla scadenza del termine previsto per il deposito della documentazione integrativa da parte dell'Autorità di Sistema Portuale;

- 1.6. **informazione sulla decisione:** l'informazione sugli esiti della verifica di assoggettabilità a VIA è effettuata mediante un sintetico avviso pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana ovvero nel Bollettino Ufficiale della regione o della provincia autonoma competente e con la pubblicazione integrale sul sito web dell'Autorità competente.

V.4 Contenuti del documento di pianificazione energetica ed ambientale

La redazione del documento è promossa dalle Autorità di Sistema Portuale, sulla base delle linee-guida adottate dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Il suo obiettivo è la definizione di indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso delle energie rinnovabili in ambito portuale.

Il documento, così come descritto nell'art. 5 del DLgs 169/2016, appare come un documento autonomo, formalmente svincolato dagli altri elaborati di pianificazione portuale, ma le cui previsioni di opere e misure debbono essere strettamente correlate alla pianificazione.

I contenuti, facendo riferimento al comma 3 dell'art. 5 citato, dovranno prevedere:

- la individuazione degli interventi e delle misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi;
- la preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica per ciascuno di essi, anche mediante analisi costi-benefici; appare evidente l'opportunità che una tale analisi venga effettuata utilizzando le tecniche maggiormente adatte al caso specifico, ma necessariamente estese al cosiddetto "*Costo Globale*", in modo da restituire in termini economici i risultati dei benefici ambientali;
- una programmazione degli interventi, anche parziali, in un arco temporale prefissato, individuando gli obiettivi parziali da raggiungere;
- l'individuazione degli obiettivi ed il monitoraggio dei risultati degli interventi realizzati richiedono l'individuazione di indicatori energetico-ambientali in modo da:
 - effettuare una fotografia della situazione esistente;
 - individuare le criticità;
 - assumere gli obiettivi energetico-ambientali con particolare riguardo al contenimento della CO₂ confrontando questa situazione con le esigenze del territorio e con le migliori pratiche;
 - individuare eventuali obiettivi parziali in un arco di tempo prefissato;
 - monitorare i risultati raggiunti.

Appare opportuno che tali indicatori facciano il più possibile riferimento a quelli utilizzati nel RA per lo specifico aspetto considerato.

V.5 STUDI ED INDAGINI RELATIVI AL DRAGAGGIO DEI SEDIMENTI MARINI

La sostenibilità economica degli interventi previsti nel Piano Regolatore di Sistema Portuale dipende in larga misura dalla quantità e qualità di sedimenti marini che devono essere dragati ai fini della realizzazione delle opere nonché dagli interventi di dragaggio necessari a garantire l'operatività dell'opera nel tempo.

In particolare, le caratteristiche chimico-fisiche dei sedimenti sono determinanti ai fini dell'individuazione del sito di destinazione di questi ultimi o della possibilità di riutilizzo degli stessi.

A tal proposito si evidenzia che i materiali di dragaggio possono essere recuperati e utilizzati ai sensi dell'art. 184 quater del D.Lgs. 152/2006 o refluiti in mare ai sensi dell'art. 109 del D.Lgs. 152/2006.

Le specifiche modalità di dragaggio e di riutilizzo/refluimento del materiale dragato sono quelle previste dai DM 15 luglio 2016 nn. 172 (per i siti di interesse nazionale, in attuazione dell'art. 5-bis della Legge n. 84/1994 e ss. mm. e ii.) e 173.

A tal fine è opportuno che il PRdSP favorisca l'uso di tecnologie innovative, purché sperimentate e validate, che riducano la dispersione del *plume* (pennacchio) e favoriscano la selezione dei sedimenti.

Il dettaglio della caratterizzazione dei sedimenti è proprio della fase progettuale degli interventi e quindi del procedimento di VIA. Nel procedimento di VAS, che è di pertinenza dei PRdSP, la determinazione dei quantitativi di sedimenti da movimentare, trattare o destinare in determinati siti è volta a orientare le scelte del modello di sviluppo del sistema portuale.

In primis, occorre evidenziare che l'elemento cruciale per i sedimenti è la determinazione delle caratteristiche chimico-fisiche attraverso le quali comprendere le modalità di utilizzo a seguito dello scavo e la possibilità di prevedere determinate destinazioni che incidono sulla sostenibilità ambientale del piano.

È indubbio che in un momento di pianificazione ovvero di assunzione di decisioni, questi due argomenti debbono essere ben chiari a chi definisce le strategie e le conseguenti azioni per dar conto degli obiettivi che si è posto. Se il materiale è idoneo al riutilizzo o al contrario è particolarmente contaminato tanto da non poterlo riutilizzare se non con un trattamento, è evidente che le scelte da eseguire sono differenti.

A fronte di ciò, però, è altrettanto vero che non è possibile gravare il procedimento di pianificazione (per lo più a carico di pubbliche amministrazioni) di oneri non commisurati con gli obiettivi da perseguire.

Con ciò si vuole dire che è noto (cfr. normativa di riferimento) cosa occorre fare per caratterizzare il sedimento da dragare sia in termini di entità delle indagini sia di tipologia di analisi da perseguire. In questa sede, però, non si deve perseguire un'approvazione di un progetto, ma piuttosto assumere delle strategie ed azioni di piano con cognizione di causa.

Al riguardo, quindi, si può procedere secondo due diversi casi:

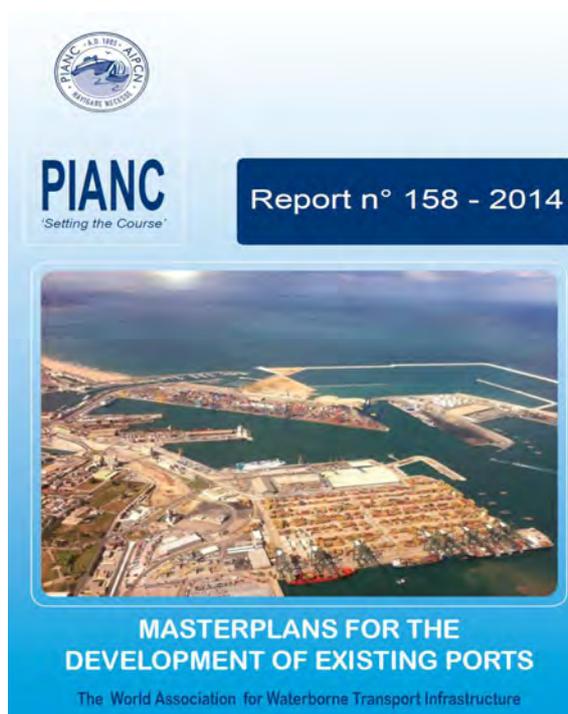
- a) l'ambito di dragaggio del PRdSP è stato oggetto di una relativamente recente procedura di caratterizzazione, come da normativa. In tal caso si potrà fare riferimento a queste analisi senza la necessità di ripercorrerle;
- b) l'ambito di dragaggio del PRdSP non è stato caratterizzato e pertanto, per poter assumere le strategie di piano, occorre sviluppare una caratterizzazione "ad hoc" commisurata alla valutazione della sostenibilità del piano. In questo caso, non è necessario eseguire le attività secondo quanto dettato dalla norma in caso di esecuzione di un progetto di dragaggio, ma **si potrà eseguire una generale caratterizzazione che preveda una serie di campionamenti mirati alla conoscenza delle macro-tipologie di fondali che si possono identificare** (ad esempio: zone interne al porto, zone di imboccatura, zone di sopraflutto, zone sottoflutto...). I parametri da ricercare possono essere definiti dall'Autorità di Sistema Portuale basandosi su una logica selettiva in base allo storico dei luoghi. In fase istruttoria non potrà essere assunto un diverso criterio dall'Autorità ambientale, a meno che non sia in grado di dimostrare con motivazione cogente che la scelta dell'Autorità di Sistema Portuale porti ad un risultato falsato della caratterizzazione.

Lo studio di settore dovrà, inoltre, prevedere un inquadramento, a livello di sistema portuale, con l'individuazione delle possibili zone di refluento del sedimento (incluse le casse di colmata), già individuate in altri interventi o a livello regionale, idonee ad accogliere i sedimenti ai sensi del DM 15 luglio 2016, n. 173.

APPENDICE A – STANDARD TECNICI DI RIFERIMENTO PER LA PIANIFICAZIONE, LA PROGETTAZIONE E LA GESTIONE DEI PORTI

Il principale documento di riferimento per la pianificazione portuale, a livello internazionale, è rappresentato dal rapporto tecnico del MarCom Working Group 158:

Masterplans for the development of existing ports (2014)



MarCom è la commissione marittima internazionale del PIANC. PIANC è la più autorevole associazione tecnica internazionale nel settore delle infrastrutture per la navigazione marittima ed interna.

Riguardo il segnalato rapporto tecnico, si evidenziano, in particolare:

- il paragrafo 1.2 del capitolo 1 “Sfide per i porti esistenti”;
- il capitolo 3 “Ricognizione delle strutture e delle attività portuali esistenti”;
- il capitolo 5 “Aspetti ingegneristici per la redazione di un piano regolatore portuale”;
- il capitolo 6 “Pianificazione dei terminali”;
- il capitolo 7 “Questioni ambientali e green ports”;
- il capitolo 8 “Collegamenti con l’entroterra”;
- il capitolo 10 “Valutazione e ottimizzazione progettuale”.

Sotto un profilo concettuale, il rapporto tecnico del MarCom Working Group 158 si pone come logico completamento dell'approccio metodologico alla pianificazione portuale delle Linee Guida. Infatti, descritto il **processo** di redazione del piano (il "come") e il **prodotto** della pianificazione (il "che cosa"), si aggiunge lo **standard tecnico** a cui fare riferimento per indirizzare le scelte di piano, con particolare riferimento:

- alle modalità di definizione dell'**assetto plano-batimetrico** (lay-out) dei porti;
- ai generali **requisiti funzionali delle aree portuali**;
- agli specifici **requisiti prestazionali** che dovranno essere tralasciati dai progetti delle opere sottese dallo strumento di pianificazione del sistema portuale (la terza "coordinata" della flessibilità del piano, come già precedentemente introdotta).

"Masterplans for the development of existing ports" è stato anche tradotto in lingua italiana da PIANC Italia, che ha sede presso il Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici.

Si riportano di seguito, opportunamente accorpati per macro-argomenti, gli altri principali rapporti tecnici PIANC di riferimento.

Energie rinnovabili, efficienza energetica e sostenibilità ambientale

- Renewables and energy efficiency for maritime ports
MarCom report of WG 159 – Pubblicazione nel 2018
- Sustainable ports. A guide for Port Authorities
EnviCom report of WG 150 – 2014

Pianificazione e progettazione dei terminali portuali

- Design of Small to Mid-Scale Marine LNG Terminals Including Bunkering
MarCom Working Group report 172- 2016
- Recommendations for the Design and Assessment of Marine Oil and Petrochemical Terminals
MarCom Working Group report 153 - 2016
- Guidelines for Cruise Terminals
MarCom Working Group report 152 - 2016
- Design Principles for Small and Medium Marine Container Terminals
MarCom Working Group report 135 - 2014

- Port facilities for ferries - practical guide

PTC2 report of WG 11 - 1995

Progettazione dei canali di accesso

- Harbour Approach Channels – Design Guidelines

MarCom Working Group report 121 - 2014

- Joint PIANC-IAPH report on approach channels - preliminary guidelines (volume 1)

PTC2 report of WG 30 - first report - 1995

- Joint PIANC-IAPH report on approach channels - a guide for design (volume 2)

PTC2 report of WG 30 - final report – 1997

Progettazione delle opere esterne

- Breakwaters with vertical and inclined concrete walls

MarCom report of WG 28 - 2003

- State-of-the-art of designing and constructing berm breakwaters

MarCom report of WG 40 - 2003

- Analysis of rubble mound breakwaters

PTC2 report of WG 12 – 1993

- Criteria for the selection of breakwater types and their related optimum safety levels

MarCom report of WG 196 - 2016

Progettazione delle opere interne

- Guidelines for the design of armoured slopes under open piled quay walls

PTC2 report of WG 22 - 1997

- Guidelines for protecting berthing structures from scour caused by ships

MarCom Working Group report 180 – 2015

- Dry docks

PTC2 report of WG 15 - 1988

Aspetti progettuali specifici

- Recommendations for increased durability and service life of new marine concrete infrastructure

MarCom report of WG 162 - 2016

- The Stability of Pattern Placed Revetment Blocks

MarCom report 114 - 2011

- The Application of Geosynthetics in Waterfront Areas

MarCom report 113 - 2011

- Minimising Harbour Siltation

MarCom report 102 - 2008

- Catalogue of prefabricated elements

MarCom report of WG 36 - 2005

- Design and Maintenance of Container Terminal Pavements

MarCom Working Group report 165 - 2015

- Guidelines for the design of fenders systems

MarCom report of WG 33 - 2002

- Guidelines for the design and construction of flexible revetments incorporating geotextiles in marine environment

PTC2 report of WG 21 - 1992

Dragaggio

- Classification of Soils and Rocks for the Maritime Dredging Process

MarCom Working Group report 144 - 2014

- Injection Dredging

MarCom Working Group report 120 – 2013

- Site investigation requirements for dredging works
PTC2 report of WG 23 - 2000
- Beneficial uses of dredged material - a practical guide
PTC2 report of WG 19 - 1992

Tsunami e terremoti

- Tsunami Disasters in Ports due to the Great East Japan Earthquake
MarCom Working Group report 122 - 2014
- Mitigation of Tsunami Disasters in Ports
MarCom report 112 – 2010
- Seismic design guidelines for port structures
MarCom report of WG 34 - 2001

Darsene per il diporto nautico

- Guidelines for marina design
RecCom Working Group 149 - 2016

Gestione tecnica

- Use of Hydro/Meteo Information for Port Access and Operations
MarCom report 117 - 2012
- Safety Aspects Affecting the Berthing Operations of Tankers to Oil and Gas Terminals
MarCom report 116 - 2012
- Criteria for the (Un)loading of Container Vessels
MarCom report 115 - 2012
- Guidelines for managing wake wash from high-speed vessels
MarCom report of WG 41 - 2003
- Dangerous cargoes in ports

MarCom report of WG 35 - 2000

- Criteria for movements of moored ships in harbours - a practical guide

PTC2 report of WG 24 - 1995

Ispezione, manutenzione e riparazione

- Life Cycle Management of Port Structures, Recommended Practice for Implementation

MarCom report 103 – 2008

- Accelerated low water corrosion

MarCom report of WG 44 - 2005

- Inspection, maintenance and repair of maritime structures exposed to damage and material degradation caused by salt water environment

MarCom report of WG 17 - 2004

- Life cycle management of port structures - general principles

PTC2 report of WG 31 - 1998

- The damage inflicted by ships with bulbous bows on underwater structures

PTC2 report of WG 08 – 1990

APPENDICE B – PROFILI DI GESTIONE AMBIENTALE DEI PORTI

“ESPO Green Guide” – Guida Verde di ESPO (Giugno 2012)

“ESPO / EcoPorts Port Environmental Review 2016. Insight on port environmental performance and its evolution over time” (Revisione 2016).

Sintesi dei documenti: aspetti generali sulla gestione ambientale e correlata metodologia di riferimento

Premessa

La *European Sea Ports Organisation* (ESPO), con sede a Bruxelles, nasce nel 1993 come organizzazione indipendente per il settore portuale, sulla scorta del *Port Working Group*, gruppo di lavoro creato dalla Commissione Europea nel 1974.

L'ESPO si compone di rappresentanti ed amministrazioni delle Autorità Portuali, le associazioni dei porti dell'Unione europea e della Norvegia. È, inoltre, aperta ai membri osservatori provenienti dai paesi confinanti con l'UE; ogni paese membro ha un proprio delegato nel comitato esecutivo, che è l'organo di decisione politica.

ESPO rappresenta, quindi, le Autorità Portuali dei principali porti europei ed il suo ruolo primario è affiancare ed assistere i responsabili politici sui temi della portualità, attraverso una ampia conoscenza del settore, di informazioni e dati attendibili e mediante un dialogo con le parti interessate del settore marittimo portuale.

La *mission* è tesa ad influenzare ed indirizzare la politica pubblica nell'Unione Europea per ottenere un settore portuale sicuro, efficiente e sostenibile anche dal punto di vista ambientale, attraverso la promozione della libera e leale concorrenza, promuovendo i più elevati standard di sicurezza nei porti ed incoraggiando un ruolo attivo verso la protezione dell'ambiente.

ESPO e la Green Guide

Quanto descritto nelle Linee Guida per la redazione dei Piani Regolatori di Sistema Portuale, relativamente ai principi, procedure e contenuti per gli aspetti ambientali, con particolare riguardo alla sottoposizione del Piano Regolatore di Sistema Portuale (PRdSP) a Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi del recente D.Lgs. 4 agosto 2016, n. 169 *“Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità Portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84, in attuazione dell'articolo 8, comma 1, lettera f”* è, per alcuni versi, correlato agli obiettivi di gestione ambientale sostenibile promossi da ESPO.

In un'epoca in cui le molteplici realtà portuali europee differiscono per modalità di azione e per obiettivi di sviluppo, l'ESPO si prefigge di uniformare la gestione ambientale, proponendo elevati standards a cui le Autorità di Sistema Portuale possono riferirsi: un indirizzo certo, che possa condurre a risultati positivi, in termini di *performance*, grazie alla condivisione di esperienze tra le varie realtà portuali europee.

Sezione A

Visione per la sostenibilità delle aree portuali

Sul piano ambientale, il *Codice di Buone Pratiche Ambientali* (1994) è stato il primo documento politico ufficiale pubblicato da ESPO, poi aggiornato nel 2003 e nel 2012 con la versione corrente dal titolo "*Guida Verde ESPO, verso l'eccellenza nella gestione e nella sostenibilità ambientale dei porti*", supportata dal recente "*ESPO / EcoPorts Port Environmental Review 2016 - Insight on port environmental performance and its evolution over time*" (2016).

La Guida Verde è uno strumento di indirizzo e di stimolo alle Autorità Portuali europee, invitandole ad essere parte attiva ed impegnata per uno sviluppo sostenibile ed un miglioramento continuo delle proprie prestazioni ambientali. ESPO considera i porti entità eterogenee tra loro, laddove ogni singolo scalo presenta caratteristiche differenti. In questa ottica di unicità/specificità, la Guida Verde mira a definire quegli aspetti che ritiene, invece, essere comuni a tutte le realtà portuali; attraverso tale visione comune, li supporta nei programmi di gestione ambientale, evidenziando le principali sfide che essi sono tenuti ad affrontare; rende noti i progressi compiuti nel settore portuale dai porti stessi, ne valuta i risultati da un punto di vista scientifico nel rispetto delle diversità, competenze e capacità.

Fondamentale è la condivisione di esperienze in materia ambientale tra le Autorità Portuali e di esse, a loro volta, con ESPO, puntando ad una gestione sostenibile delle aree portuali che tenga conto sia degli interessi commerciali ed economici che di quelli delle comunità locali che vivono a contatto con i porti. La gestione sostenibile da parte delle Autorità Portuali è perseguibile attraverso un approccio sistematico, con il supporto di strutture appropriate che consentano il miglioramento continuo delle prestazioni.

Il tutto può sinteticamente tradursi in azioni, le c.d. 5 "e" (*exemplify, enable, encourage, engage, enforce*):

Esemplificare: essere un modello per la comunità portuale allargata, in termini di gestione ambientale.

Consentire: predisporre le condizioni operative per favorire gli utenti portuali e migliorare le prestazioni ambientali interne al porto.

Incoraggiare: incentivare la comunità portuale ad adottare cambiamenti finalizzati al miglioramento delle prestazioni ambientali.

Coinvolgere: condividere conoscenze, mezzi e competenze con gli utenti portuali e gli amministratori competenti, al fine di realizzare progetti comuni mirati al miglioramento ambientale e della catena logistica.

Implementare: dotarsi di meccanismi applicativi di buone pratiche, condividerle con gli utenti dei porti e garantirne la conformità.

Attraverso l'istituzione di Ecoports e del progetto PPRISM, le Autorità Portuali hanno a disposizione uno strumento di monitoraggio e reporting delle prestazioni ambientali, dato da una condivisione di conoscenze ed esperienze tra i porti stessi. L'interscambio di esperienze e la condivisione, sono azioni di base per generare condizioni di equità tra tutti i porti aderenti ad ESPO ed a Ecoports. È proprio attraverso l'adesione a quest'ultimo (www.ecoports.com), che ESPO offre l'opportunità ai suoi porti membri di utilizzare gli strumenti per la gestione ambientale già consolidati al fine di valutare le *performance* di sostenibilità ambientale, quali il metodo di autodiagnosi (SDM) ed il *Port Environmental Review System* (PERS). Con il progetto PPRISM (*Port Performance Indicators*), ESPO ha intrapreso la via per una cultura della misurazione della performance nei porti europei: un metodo di valutazione quantitativa mediante indicatori per un quadro di riferimento comune in Europa (vedi <http://pprism.espo.be>).

Impostazione dello scenario, i porti e l'ambiente

Si è già accennato a come la diversità sia una caratteristica delle realtà portuali europee, sia in termini di *governance* e risorse economiche, sia in termini di abilità e competenze nell'attuazione delle iniziative.

Lo slancio autonomo che ogni Autorità Portuale attua per la *governance* del proprio porto, genera un sicuro valore aggiunto anche alla comunità portuale più allargata, alla catena logistica, alle imprese in genere ed al contesto sociale ed ambientale in cui sono inseriti. L'aspetto ambientale, in particolar modo, risente molto della posizione specifica e delle caratteristiche dell'area portuale.

Nel 1996 ESPO ha commissionato la prima indagine ambientale sui porti, sulla scia del primo documento, il *Codice di Buone Pratiche Ambientali* del 1994; ciò è stato possibile coinvolgendo un ampio numero di porti della comunità europea, per poi procedere al secondo studio nel 2004: quest'ultimo ha sancito l'importanza, quale riferimento europeo per il settore portuale, relativamente alle prestazioni ambientali.

Nel 2009 una seconda indagine è stata condotta da ESPO con Ecoports ed ha definito un quadro generale delle principali questioni ambientali, in totale dieci priorità. Tra queste, maggiore rilievo è assunto dall'inquinamento acustico, seguito dalla qualità dell'aria, dalla questione dei rifiuti, dei dragaggi ed il relativo smaltimento e lo sviluppo del porto in relazione anche al territorio di appartenenza.

Da questa indagine emergono due nuove questioni: il rapporto con la comunità locale ed il consumo di energia. Il primo, come fattore incidente sulle comunità che vivono nei territori interessati dai porti, con le relative ripercussioni sulla qualità della vita, pertanto è auspicabile che vi sia una integrazione sociale. Il secondo, più legato agli aspetti dell'efficienza energetica ed ai cambiamenti climatici.

La "ESPO / EcoPorts Port Environmental Review 2016 - Insight on port environmental performance and its evolution over time", che potremmo definire una osservazione delle prestazioni ambientali dei porti e la loro evoluzione nel tempo, si è avvalsa del progetto PORTOPIA, che consiste in una piattaforma informatica di dati economici e statistici dei porti europei, le cui finalità sono tese ad accrescere la partecipazione dei porti alla raccolta e pubblicazione dei dati stessi, ad integrare diversi indicatori di *performance* portuale, ad incrementare il valore del sistema di gestione delle *performance* per gli *stakeholder* che si occupano di politiche portuali, inclusa la Commissione Europea. I dati acquisiti vengono diffusi e condivisi secondo un principio di cooperazione, piuttosto che di competizione, così come promosso da ESPO.

Nella revisione del 2016 si evidenzia come le dieci priorità ambientali possano subire delle variazioni gerarchiche e quindi, è necessario orientare le scelte di azione in relazione alle mutate condizioni. Si fa riferimento a tre principali servizi o, se vogliamo definirli, opportunità che i porti possono considerare per una migliore prestazione ambientale da parte delle imbarcazioni nello scalo marittimo: la fornitura di *Onshore Power Supply* (OPS), la fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) e la differenziazione delle tasse portuali al fine di premiare chi agisce nei porti secondo protocolli di sostenibilità ambientale.

ESPO, Ecoports e PORTOPIA ritengono che l'applicazione dei tre servizi sia efficace e segua le tendenze attuali dei porti europei. Ne discende che anche la *checklist* del metodo SDM di Ecoports, è stata aggiornata per consentire la raccolta dei dati per questi tre settori chiave.

È importante notare come negli ultimi anni la gestione ambientale dei porti ha invertito il suo *focus*, fino allora esclusivamente legato all'acqua, intesa come uso della risorsa mare, verso la terra. Tale inversione favorisce una integrazione ed una più immediata comunicazione con gli altri attori della catena logistica: il porto, nel suo ruolo di facilitatore, è di supporto alla comunità portuale tutta, estesa anche alla catena logistica, per operare secondo normative, prevenendo l'inquinamento e gli impatti ambientali ed assicurando uno sviluppo sostenibile.

Dalle più recenti indagini ESPO, si evince che i porti hanno positivamente adottato le metodologie Ecoports e le hanno acquisite per l'attuazione delle loro politiche ambientali. Il risultato potrebbe tradursi in buone pratiche che ogni porto aggiorna periodicamente attraverso un piano di sviluppo, evidenziando le inclinazioni in materia di gestione ambientale: la raccolta dati è uno strumento utile per fornire un quadro generale dello sviluppo del porto mettendone in luce anche criticità ed ostacoli. Anche il piano regolatore, associato alle politiche ambientali, è da considerarsi uno strumento valido per la definizione di obiettivi e di strategie ambientali.

In relazione alle politiche della rete transnazionale TEN-T che coinvolge i porti europei, ESPO consiglia che nella gestione delle infrastrutture portuali via mare, ferro e gomma, uno sviluppo

sostenibile preveda che le Autorità Portuali si dotino di infrastrutture e di reti intelligenti, di sistemi “green” di distribuzione elettrica alle banchine, di stazioni di bunkeraggio e di impianti di trattamento delle acque reflue.

Si rende, quindi, necessario integrare sistemi più sostenibili, distribuendo i pesi del traffico e delle attività, alleggerendo alcune zone prevedendole a bassa emissione. I vantaggi in termini ambientali che si otterrebbero da questo tipo di azioni, sarebbero di sicuro beneficio al rapporto tra la città ed il porto.

La concessione in ambito portuale potrebbe sostenere l’attuazione di potenziali obiettivi ambientali. La politica ambientale condivisa tra le Autorità Portuali ed i concessionari, con particolare riferimento a quelli che entrano in porto per la catena logistica da terra verso mare, può essere subordinato a specifiche condizioni, da applicarsi anche agli armatori che potrebbero essere esortati a ridurre l’uso di vettori meno inquinanti, in cambio di premialità.

Le stesse Autorità Portuali possono, in collaborazione con altri soggetti in ambito portuale, attivare o implementare norme ambientali, per migliorare la sostenibilità ed il benessere sia dentro sia fuori dal porto, avvalendosi anche della partecipazione delle comunità portuale e cittadina.

Sezione B

Guida ad una gestione ambientale sistematica

L’attività di ricerca congiunta tra porti, istituti di ricerca ed organizzazioni specialistiche è stata possibile anche grazie al supporto della Comunità europea, attraverso cofinanziamenti e partners portuali, al fine di elaborare strategie di interesse ambientale. Gli strumenti e metodologie poste in essere da Ecoports, che dal 2011 opera con ESPO, costituiscono l’attuazione delle indicazioni dell’Organizzazione stessa verso i propri porti. Come precedentemente accennato, le metodologie promosse da ESPO e Ecoports sono il *Self Diagnosis Method (SDM)* ed il *Port Environmental Review System (PERS)*.

L’SDM aiuta ad individuare i rischi ambientali e stabilire le priorità di intervento mediante una “*checklist*” da compilare a cura delle Autorità Portuali: una “autovalutazione” consapevole del proprio programma di gestione ambientale attraverso parametri di riferimento dettati dalle esperienze di settore e dagli standards internazionali.

Aderendo, quindi, ad EcoPorts si potrà procedere alla “*SDM Review*”, ossia la revisione della *checklist* ed al “*Port Environmental Review System*” (PERS): i porti riceveranno un “*feedback*” riservato, i risultati forniranno una revisione periodica dei progressi e sarà possibile utilizzarli in relazioni annuali. Il PERS citato è, ad oggi, l’unico standard internazionale specifico di gestione ambientale per i porti, ai quali fornisce degli obiettivi e la “*environmental policy statement*” ossia un quadro descrittivo della loro gestione ambientale adottata ed attivata.

Anche se non prettamente dedicati al settore portuale, le Autorità Portuali possono anche avvalersi di requisiti specifici per la gestione ambientale quali ISO 14001 ed EMAS.

Impegno ed autoregolamentazione sono alla base della visione ESPO dei porti europei. Le priorità citate al paragrafo 1.1 “*Visione per la sostenibilità delle aree portuali*”, costituiscono delle sfide per le quali ESPO propone delle strategie di intervento ed azioni mirate. Ricordando che ogni porto è differente, la guida punta a fornire un metodo propositivo che possa essere di slancio comune per tutte le Autorità e che sappia istruirle per far emergere le loro potenzialità.

Nello specifico tali sfide riguardano:

Qualità dell’aria

Rappresenta un tema prioritario per la Comunità europea, la quale auspica vengano raggiunti livelli di qualità dell’aria tali da non comportare effetti e rischi sull’uomo e sull’ambiente. In ambito portuale, i traffici, i combustibili utilizzati, le flotte di vecchia generazione e l’operatività dei veicoli che vi circolano quotidianamente, rappresentano un “peso” in termini di qualità dell’aria per il porto stesso e per le aree urbane con le quali è a contatto. Le pressioni sulle zone residenziali, rappresentano una criticità che determina anche il grado di accettazione che hanno le comunità nei confronti delle crescenti esigenze ed ambizioni di sviluppo portuale. Pertanto sono necessari adeguati meccanismi di controllo per gestire e ridurre l’inquinamento atmosferico generato dalle attività portuali. Potenziali soluzioni vanno ricercate nell’applicazione di combustibili e flotte a bassa emissione, promuovendo e dedicando spazi agli impianti di distribuzione di LNG, ponendo in essere nuove tecnologie per ridurre o impedire la dispersione delle polveri in particolare nelle aree dedicate alle rinfuse solide, incentivare armatori e concessionari che dimostrino performances ambientali rilevanti.

Risparmio energetico e cambiamenti climatici

Il riscaldamento terrestre ed i cambiamenti climatici causati dalla produzione di energia da fonti combustibili fossili e le relative emissioni di CO₂, pongono l’attenzione verso nuove strategie alternative al petrolio, come ad esempio il gas. L’uso di fonti energetiche rinnovabili sarà possibile solo laddove interverrà un sostegno da parte del settore pubblico.

Tra le azioni consigliate alle Autorità Portuali: applicazione della Direttiva sulle rinnovabili (2009), gestione sistematica del consumo energetico, calcolo dell’impronta di carbonio (*carbon footprint*), nuove tecnologie per l’infrastruttura portuale ed introduzione di *standards* da rispettare all’interno degli atti/concessioni.

Gestione del rumore

La gestione del rumore in ambito portuale, relativa ai traffici in entrata ed in uscita, costituisce una sfida importante, in particolare quando il disturbo avviene in prossimità di aree residenziali. Sarebbe opportuno individuare nuove strategie nella localizzazione delle aree soggette a maggiori carichi di traffico, sin dalla fase progettuale per i porti “di nuovo impianto”.

ESPO consiglia alle Autorità Portuali di istituire un Piano di gestione del rumore, per il monitoraggio e la riduzione delle emissioni sonore: barriere acustiche ed aree “filtro” potrebbero, a titolo esemplificativo, impedire la propagazione del rumore. Anche per i vettori, sarebbe opportuno prevedere una loro localizzazione mirata, incentivando gli armatori che si dotano di flotte più silenziose.

Gestione dei rifiuti

La gestione dei rifiuti prodotti in porto, sia sulla terraferma (operatori, concessionari, etc.) che a bordo delle navi, vede come obiettivo prioritario la loro riduzione attraverso azioni preventive (in sede di consumo), di riciclo e riutilizzo, di smaltimento finale e di monitoraggio, preferendo l’incenerimento piuttosto che il conferimento a discarica, per minimizzare gli impatti sull’ambiente. ESPO consiglia alle Autorità Portuali di istituire un Piano di gestione dei rifiuti, di investire sugli impianti e favorire il riciclo ed il riutilizzo.

La gestione dei rifiuti deve coinvolgere operatori, concessionari ed armatori, anche incentivandoli con premialità per la raccolta differenziata, come anche per i vettori che si dotino di meno acqua di zavorra.

Gestione delle acque (consumo e qualità)

La gestione delle acque nei porti interessa sia quella per gli usi legati alle attività portuali che quella degli specchi acquei. Una buona qualità delle acque è fondamentale affinché non si alterino gli ecosistemi e si rispetti la biodiversità. Le attività portuali, in particolare attraverso i vettori e le acque di zavorra, potrebbero contaminare gli specchi acquei con specie non autoctone: la tutela delle risorse idriche e degli ecosistemi acquatici ed un consumo controllato, sono per l’Europa una questione fondamentale.

ESPO raccomanda alle Autorità Portuali di istituire un Piano di gestione delle acque, di ridurre i consumi, monitorare gli sversamenti e predisporre procedure di emergenza per attività marine e terrestri. La gestione delle acque potrebbe prevedere degli incentivi per i concessionari virtuosi oltre i normali requisiti previsti dalla legge.

Sezione C

Allegati di supporto on-line

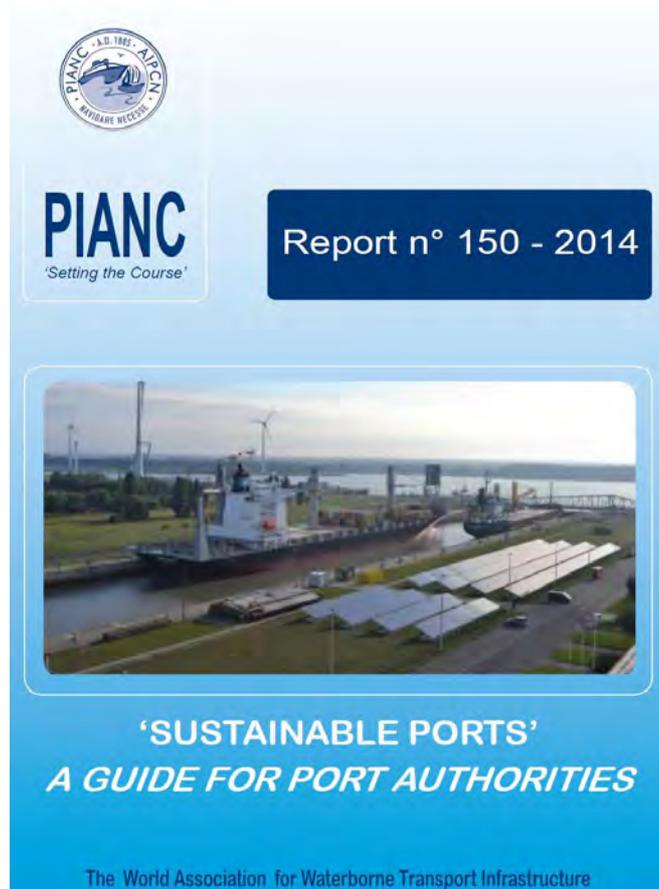
La “Green Guide” di ESPO è accompagnata da due allegati disponibili on-line nei siti www.espo.be e www.ecoport.com.

Annex 1: Good practice examples in line with the 5 Es (Allegato 1: Esempi di buone pratiche in linea con le 5 “e”)

Annex 2: Legislation influencing European ports (Allegato 2: La legislazione in materia riguardante i porti europei)

Sull'argomento, inoltre, si segnala il seguente rapporto tecnico internazionale PIANC, già menzionato in Appendice A:

Sustainable ports. A guide for Port Authorities (EnviCom report of WG 150 – 2014)



APPENDICE C – VALUTAZIONE DEL RISCHIO SISMICO ASSOCIATO ALLE INFRASTRUTTURE PORTUALI MARITTIME

Premessa

Anche se, a prima vista, una appendice a matrice spiccatamente tecnico-scientifica potrebbe risultare troppo di dettaglio rispetto alla natura metodologica e concettuale delle Linee Guida, tuttavia si ritiene che il **principio sotteso dall'appendice medesima sia meritevole di approfondimento, per le sue importanti ricadute operative.**

Una efficiente pianificazione del sistema portuale passa anche attraverso una preventiva conoscenza del livello di rischio sismico associato alle infrastrutture portuali esistenti.

Detta conoscenza può condurre alla pianificazione (e successiva coerente programmazione) di interventi di riqualificazione/risanamento strutturale delle opere portuali esistenti, secondo livelli di priorità consapevolmente correlati al livello di **rischio** sismico.

La conoscenza preventiva del livello di **pericolosità** sismica, inoltre, potrebbe condurre alla determinazione di specifici requisiti prestazionali dei progetti delle opere sottese dal piano, al fine di assicurare accettabili livelli di **vulnerabilità**.

In altre parole, si tratta di supportare strategie di pianificazione che, sotto il profilo tecnico, possa perseguire l'obiettivo generale di dotare il porto di infrastrutture **resilienti**, che abbattano il rischio (e il correlato tempo) di inoperatività a seguito di un evento sismico di particolare rilevanza.

La mappatura del rischio sismico, più in generale, è un prezioso strumento per una efficiente programmazione di opere pubbliche nel territorio del nostro Paese.

Introduzione alla valutazione del rischio sismico

Terremoti anche recenti (vedi ad es. Port-au-Prince, Haiti, 2010; Maule, Cile, 2010; Tohoku, Giappone, 2011) hanno mostrato in modo drammatico la vulnerabilità sismica delle strutture portuali marittime ed i gravi danni che possono essere arrecati a queste opere dallo scuotimento sismico e dagli effetti co-sismici sul sedime (vedi ad es. la liquefazione). Il danneggiamento delle infrastrutture portuali ha conseguenze sia nelle fasi immediatamente successive al terremoto, per il ruolo strategico rivestito dai porti per le finalità di Protezione Civile, sia sul lungo periodo a causa dei tempi di riparazione e ripristino delle strutture danneggiate che possono considerevolmente ridurre, se non addirittura bloccare, l'operatività di un porto. Le conseguenze di un blocco possono avere pesanti ripercussioni sull'intera economia di un Paese. Emerge quindi chiara l'importanza di valutare, e se necessario mitigare, il rischio sismico associato alle infrastrutture portuali. Ciò è particolarmente rilevante in Paesi come l'Italia, caratterizzati da un cospicuo numero di porti ubicati in zone ad elevata pericolosità sismica.

Il rischio sismico associato ad una infrastruttura portuale o di altro tipo, è definito dalla convoluzione della pericolosità sismica del sito dove l'opera è ubicata con la vulnerabilità e l'esposizione della infrastruttura agli effetti dei terremoti. La vulnerabilità sismica esprime

l'intrinseca propensione di un'opera a subire un certo livello di danneggiamento a causa degli effetti di un terremoto di prefissata severità. L'esposizione rappresenta, invece, una misura quantitativa del "valore" economico e sociale (in termini di vite umane) dell'opera di cui si vuole calcolare il rischio sismico. In Fig. C-1 è illustrato lo schema di una procedura di calcolo per la valutazione del danno sismico atteso ad infrastrutture portuali, a partire dalla definizione della pericolosità sismica, tenendo conto sia degli effetti di sito, sia del rischio di liquefazione (Bozzoni et al., 2011).

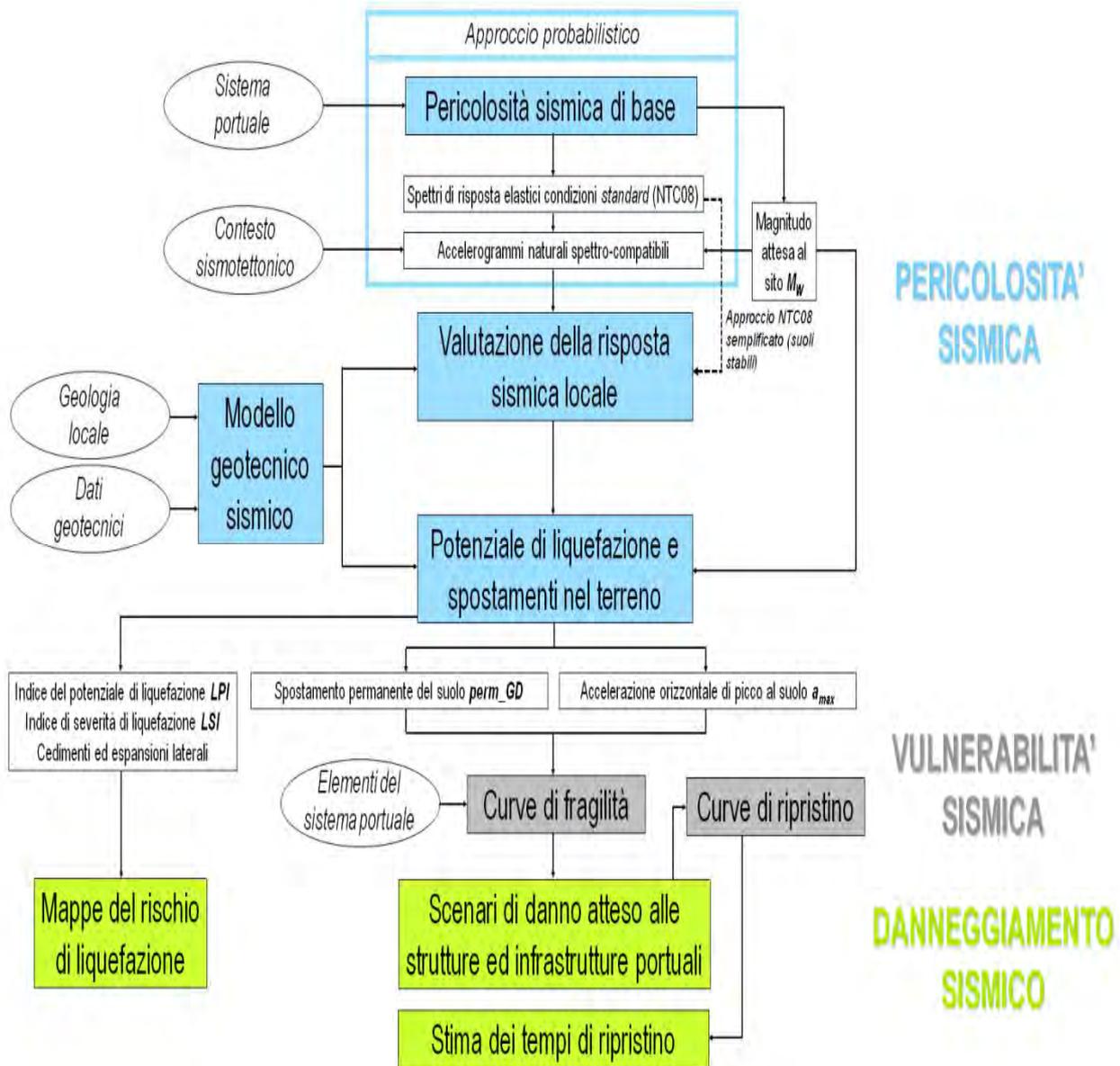


Fig. C-1 - Procedura generale per la stima del danno sismico di strutture portuali marittime (Bozzoni et al., 2011).

La procedura può essere efficacemente implementata in ambiente GIS (Wright e Yoon, 2007) per diversi livelli di dettaglio e complessità in dipendenza della quantità e qualità dei dati disponibili.

Il supporto GIS, coadiuvato dai linguaggi di interrogazione spaziale e topologica sugli attributi e da potenti strumenti di analisi spaziale, costituisce uno strumento di grande efficacia che consente di

considerare congiuntamente i diversi fattori che concorrono alla definizione del rischio sismico di una infrastruttura portuale, nonché l'immediata identificazione di quegli elementi e opere che richiedono interventi urgenti di mitigazione. La tecnologia GIS consente non solo di realizzare una banca dati con interfaccia cartografica georeferenziata contenente dati sismologici, geologici, geotecnici, batimetrici e strutturali del sistema portuale, ma rappresenta anche uno straordinario strumento di analisi ed elaborazione dei dati di base per la generazione di mappe tematiche che illustrino, ad esempio, il potenziale di liquefazione, i cedimenti del sedime, nonché il danno sismico atteso alle opere di accosto delle navi. Nel seguito vengono illustrati nel dettaglio, i passi che occorre implementare per la stima del danneggiamento sismico atteso ad una infrastruttura portuale marittima.

Pericolosità sismica di base

Per pericolosità sismica di base si intende quella componente di pericolosità dovuta alle caratteristiche sismologiche regionali rilevanti per il porto di interesse (ad es. energia e frequenza dei terremoti, attenuazione spaziale del moto sismico atteso, contesto sismo-tettonico, ubicazione e stili di fagliazione delle principali sorgenti sismiche). Essa si riferisce a condizioni ideali di suolo roccioso affiorante e privo di irregolarità geomorfologiche (superficie topografica orizzontale) e fornisce le caratteristiche del terremoto di riferimento (Lai et al., 2009).

In Italia, la pericolosità sismica di base è definita dai risultati di uno studio probabilistico condotto dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV). Esso ha prodotto su una griglia comprendente tutto il territorio nazionale e avente una risoluzione spaziale di circa 10 km, spettri di risposta elastici iso-probabili in accelerazione (componente orizzontale del moto) per diversi periodi di ritorno.

Lo studio di pericolosità dell'INGV è stato recepito dalle vigenti Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC08) per la definizione dell'azione sismica di progetto. Tali norme stabiliscono che la valutazione della sicurezza e della funzionalità delle strutture deve avvenire seguendo un approccio di tipo prestazionale. La prestazione attesa della costruzione è valutata con riferimento a quattro stati limite, caratterizzati da una determinata probabilità di superamento nel periodo di riferimento considerato. Nelle NTC08 il periodo di riferimento (V_R) è ottenuto come prodotto della vita nominale dell'opera (V_N) per il coefficiente della classe d'uso (C_U). Per la definizione della classe d'uso, il DCDPC3685 (2003) cita i porti tra le *“opere infrastrutturali di interesse strategico di competenza statale, la cui funzionalità durante gli eventi sismici assume rilievo fondamentale per le finalità di protezione civile”*. Pertanto, anche alla luce della Circ. NTC (2009), le opere portuali ricadono in classe d'uso IV ($C_U = 2$). Importanti documenti normativi e linee guida internazionali sui porti (vedi ad es. PIANC, 2001; POLA, 2010) considerano per le opere portuali una vita nominale di 50 anni.

La pericolosità sismica di base al porto in esame è rappresentata in Fig. C-1 in termini di spettri di risposta elastici in accelerazione per suolo rigido, magnitudo attesa al sito ed accelerogrammi naturali sismo- e spettro-compatibili. Si evidenzia che le NTC08 consentono di fare riferimento ai valori medi degli effetti più sfavorevoli ottenuti dalle analisi, se si utilizzano almeno 7 diversi

gruppi di accelerogrammi. La definizione della magnitudo attesa, costituisce un aspetto particolarmente rilevante per lo studio di pericolosità al sito, in quanto da essa dipende la severità delle registrazioni accelerometriche da utilizzare nelle analisi di risposta sismica locale. Inoltre essa influenza l'intensità della domanda sismica nella valutazione di suscettibilità alla liquefazione al sito di interesse. Seguendo le indicazioni contenute in ICMS (2008), la stima della magnitudo attesa ad un sito può essere effettuata seguendo una delle seguenti procedure alternative: il primo metodo è basato sui dati contenuti nella zonazione sismogenetica (Meletti et al., 2008); il secondo metodo è basato sull'impiego dei risultati dello studio di disaggregazione della pericolosità sismica condotto per il territorio nazionale da Spallarossa e Barani (2007). Entrambi i metodi presentano alcuni limiti discussi per esempio in Famà et al. (2014).

Analisi della risposta sismica locale

E' noto che le caratteristiche dello scuotimento del terreno sono fortemente influenzate dalle condizioni geologiche, geomorfologiche e geotecniche locali che modificano, a volte in modo significativo, il moto sismico di riferimento corrispondente alla pericolosità sismica di base. Gli effetti locali concorrono a modificare ampiezza, contenuto in frequenza e durata dell'azione sismica che risulta da uno studio di pericolosità di base, condotto con riferimento a condizioni *standard* di suolo, ovvero substrato roccioso affiorante e superficie topografica orizzontale (Lai et al., 2009).

Per la valutazione degli effetti di sito, le norme tecniche NTC08 consentono l'utilizzo di un approccio semplificato che attraverso opportuni coefficienti di suolo (S_s e C_c per gli effetti lito-stratigrafici) modifica la forma e le ampiezze delle ordinate dello spettro elastico. In alternativa, è possibile valutare le modifiche che lo scuotimento subisce a causa degli effetti di sito mediante specifiche analisi di risposta sismica locale. La valutazione analitica degli effetti di sito, richiede l'utilizzo di codici di calcolo specialistici, che consentono di simulare il fenomeno propagatorio attraverso la modellazione numerica. Tali codici differiscono per l'algoritmo di calcolo utilizzato e per le assunzioni circa la modellazione costitutiva dei geomateriali. Possono simulare il comportamento meccanico dei terreni in termini di tensioni totali oppure efficaci, utilizzando modelli costitutivi lineari, lineari equivalenti e non lineari e si distinguono in programmi monodimensionali, bidimensionali e tridimensionali, a seconda delle modalità di idealizzazione della geometria e della cinematica di uno specifico problema. La scelta di un particolare modello di calcolo avviene sulla base delle caratteristiche geomorfologiche del sito da analizzare e dei dati a disposizione (geometria, proprietà dei materiali, etc.).

Un modello di sottosuolo largamente utilizzato per la valutazione dell'amplificazione lito-stratigrafica per siti con ridotta variabilità laterale delle proprietà geotecniche, è il modello a strati piani e paralleli. In questo caso, l'amplificazione sismica può essere valutata mediante codici di calcolo monodimensionali lineari-equivalenti e diversi sono i programmi disponibili (ad es. SHAKE91, Idriss e Sun, 1992; EERA, Bardet et al., 2000; STRATA, Kottke e Rathje, 2008). Il modello visco-elastico, lineare-equivalente è idoneo a riprodurre la risposta sismica di terreni stabili intendendo con tale locuzione suoli a comportamento moderatamente non-lineare e cioè non suscettibili di forte degradazione della resistenza meccanica e della rigidità.

Nel caso in cui la configurazione geometrica del tetto del substrato, degli andamenti plano-altimetrici delle interfacce di separazione e dei contatti tra le diverse unità lito-stratigrafiche indichino come soddisfacente un modello monodimensionale a strati piani e paralleli delle principali formazioni nell'area portuale e la valutazione degli effetti di sito possa essere eseguita utilizzando un modello lineare-equivalente, occorrerà definire un adeguato modello di sottosuolo, a partire dai dati disponibili dalle indagini geognostiche eseguite nell'area portuale. Tale modello sarà caratterizzato dai seguenti parametri:

- lo spessore delle unità lito-stratigrafiche;
- la velocità di propagazione delle onde di taglio V_s caratteristica di ciascuno strato;
- peso di unità di volume che caratterizza ciascuna unità lito-stratigrafica;
- curve di decadimento del modulo di taglio e dello smorzamento intrinseco del terreno. Qualora non fossero disponibili prove di laboratorio (ad es. colonna risonante, taglio torsionale ciclico), tali curve possono essere sostituite da dati di letteratura (ad es. Darendeli, 2001).

Alla definizione dei parametri di ingresso del modello geotecnico, è tipicamente associato un livello di incertezza, che può influenzare l'affidabilità dei risultati. Un approccio affidabilistico (Bozzoni et al., 2011; 2014) alla valutazione della risposta sismica locale ha il vantaggio di tener conto dell'incertezza associata ai dati da introdurre nel calcolo, incluso l'input sismico tipicamente costituito da accelerogrammi reali sismo- e spettro-compatibili.

In presenza di forti non-linearità e comportamenti instabili del suolo, l'analisi della risposta sismica locale dovrebbe essere eseguita utilizzando modelli costitutivi avanzati che tengano conto dell'accoppiamento idro-meccanico tra la fase fluida e quella solida del mezzo poroso e siano, quindi, in grado di simulare correttamente l'incremento delle pressioni interstiziali originato dal carico ciclico e la conseguente e progressiva riduzione degli sforzi efficaci, accompagnata dal decadimento della rigidezza e della resistenza meccanica. Occorre, tuttavia, evidenziare che a fronte di queste potenzialità, i modelli costitutivi avanzati richiedono, in genere, un numero elevato di parametri geotecnici in ingresso e, quindi, il loro uso è giustificabile oltreché utile solo a fronte di una raffinata caratterizzazione geotecnica dei terreni che comprenda oltre ai sondaggi e alle prove in sito standard anche prove di laboratorio di resistenza triassiali e/o torsionali cicliche.

Suscettibilità alla liquefazione

Uno dei rischi di tipo geotecnico sismico più importanti che si possono verificare all'interno di un'area portuale è la liquefazione dei sedimenti (GEER-021, 2010; GEER-022, 2010). Il fenomeno della liquefazione implica una perdita totale o parziale della resistenza al taglio e della rigidezza del suolo a causa dell'incremento di pressione interstiziale durante lo scuotimento sismico. Tipicamente, esso si verifica in un terreno a grana grossa, poco addensato e saturo. L'incremento delle pressioni interstiziali indotte dagli sforzi di taglio ciclici, anche in terreni a conducibilità idraulica relativamente elevata, può, infatti, indurre una forte riduzione o persino l'annullamento degli sforzi efficaci nel terreno con conseguente perdita della resistenza al taglio.

La stima della suscettibilità alla liquefazione può essere condotta mediante un approccio semplificato basato sull'utilizzo di correlazioni empiriche, messe a punto sulla base dei risultati di prove in sito di tipo penetrometrico o basate sulla misura della velocità di propagazione delle onde di taglio S (V_s). Tale approccio consta delle seguenti fasi: inquadramento geologico e geotecnico dell'area portuale, stima quantitativa della domanda sismica, valutazione della resistenza alla liquefazione del terreno a partire dai dati ottenuti dalle prove in sito. Le prove penetrometriche dinamiche (*Standard Penetration Tests*, SPT) e statiche (*Cone Penetration Tests*, CPT) sono preferibili, perché le corrispondenti correlazioni empiriche sono basate su un'ampia mole di dati e su una ricca casistica storica. Inoltre, rispetto ai metodi basati sulla misura di V_s , quelli sviluppati per le prove SPT e CPT hanno il vantaggio di essere più direttamente correlati alla densità relativa, che ha una forte influenza sul comportamento ciclico dei terreni saturi (Idriss e Boulanger, 2008).

In generale, i metodi basati su correlazioni empiriche vengono impiegati con la consapevolezza che le previsioni ottenute devono essere ritenute valide solo in prima approssimazione. Pertanto, è auspicabile utilizzare diversi metodi, in modo da pervenire ad una valutazione della suscettibilità a liquefazione e degli spostamenti indotti nel terreno che tenga conto dell'incertezza degli approcci di calcolo adottati. Tra i metodi più recenti ed accreditati a livello internazionale sviluppati a partire dai dati ottenuti da prove penetrometriche SPT e CPT, si citano quelli di Boulanger e Idriss (2014), Cetin et al. (2004), Moss et al. (2006), Robertson (2009). Un approccio recentemente proposto per dati V_s è quello di Kayen et al. (2013).

I metodi citati anche chiamati delle “*correlazioni di campagna*” possono essere applicati seguendo due diversi approcci: l'approccio deterministico, in cui il verificarsi o meno della liquefazione viene predetto calcolando il fattore di sicurezza F_s , senza alcun trattamento probabilistico dei dati di ingresso e l'approccio probabilistico, per il quale il potenziale di liquefazione di un terreno è descritto in termini di probabilità di liquefazione P_L . La suscettibilità alla liquefazione può essere valutata sia alle diverse profondità, tramite il calcolo del fattore di sicurezza F_s e della probabilità di liquefazione P_L , sia lungo la verticale, mediante l'indice del potenziale di liquefazione LPI (*Liquefaction Potential Index*), introdotto da Iwasaki et al. (1978), e l'indice di severità di liquefazione LSI (*Liquefaction Severity Index*), proposto da Yilmaz (2004). Il calcolo dei suddetti indici fornisce, inoltre, utili indicazioni relative agli interventi da adottare per la mitigazione del rischio di liquefazione (Mitchell e Hon, 2008).

Approcci semplificati sono infine disponibili per la stima dei cedimenti del terreno e degli spostamenti laterali indotti dalla liquefazione (Yoshimine et al., 2006; Cetin et al. 2009; Zhang et al., 2004). L'impiego in ambiente GIS degli indici LPI, LSI e dei cedimenti verticali e spostamenti laterali, utilizzati per la creazione di mappe di rischio liquefazione, non solo fornisce una rappresentazione della variabilità spaziale del potenziale di liquefazione, ma consente anche di effettuare una stima del danno sismico alle infrastrutture portuali.

Vulnerabilità sismica di infrastrutture portuali marittime

I porti rappresentano sistemi complessi, i cui singoli elementi hanno caratteristiche e livelli di vulnerabilità disomogenei. Durante un terremoto diverse componenti possono essere

danneggiate, dagli elementi di sostegno delle banchine alle sovrastrutture ed ai servizi. Gli elementi portuali sono tipicamente classificati in tre categorie principali:

- strutture “affacciate a mare”;
- attrezzature per il carico/scarico di merci e componenti di stoccaggio;
- infrastrutture portuali. La stima del danno indotto da un terremoto ad una struttura portuale può essere valutata mediante funzioni o curve di fragilità, definite come distribuzioni cumulative log-normali, che stimano la probabilità di raggiungere o superare un certo livello di danno per un assegnato livello di severità dello scuotimento del suolo.

Per la valutazione del danno sismico atteso alle strutture ed infrastrutture portuali, è possibile adottare la procedura *standard* proposta in HAZUS (NIBS, 2004), che propone curve di fragilità empiriche per diverse tipologie di opere portuali. Tipicamente, i parametri richiesti in ingresso sono il picco di accelerazione orizzontale al suolo (a_{max}) e lo spostamento permanente (*Permanent Ground Displacement*, PGD). La procedura proposta in HAZUS fornisce, inoltre, curve per stimare indicativamente i tempi necessari per il ripristino delle strutture danneggiate. Nonostante le curve di fragilità proposte da HAZUS siano state messe a punto per il contesto nordamericano, esse possono essere ragionevolmente applicate anche in ambito europeo, come riportato nel *Deriverable 8.10* del progetto di ricerca europeo 2009-2012 SYNER-G (“*Systemic Seismic Vulnerability and Risk Analysis for Buildings, Lifeline Networks and Infrastructures Safety Gain*”).

Si sono sviluppati studi finalizzati alla messa a punto di curve di fragilità *ad hoc* per le opere portuali di accosto. In ambito europeo, il progetto di ricerca 2011-2014 REAKT (“*Strategies and tools for Real Time Earthquake Risk Reduction*”; <http://www.reakproject.eu/>), *Working Package 5, Task 5.2.3* (“*Development of time-dependent fragility curves for critical transportation system components*”) ha avuto, tra gli altri, l’obiettivo di sviluppare curve di fragilità stato-dipendenti per banchine portuali marittime.

Ad Eucentre sono stati condotti specifici studi finanziati dal Dipartimento della Protezione Civile finalizzati allo sviluppo di curve di fragilità analitiche per due tipologie di banchine molto diffuse in Italia: le banchine a blocchi rigidi sovrapposti (Calabrese e Lai, 2013) e le banchine su pali (Mirfattah, 2013; Bozzoni et al., 2014).

BIBLIOGRAFIA

Bardet J. P., Ichii K., Lin C. H. (2000) - EERA a Computer Program for Equivalent-linear Earthquake site Response Analyses of Layered Soil Deposits. Univ. of Southern California, Dep. of Civil Eng.

Boulanger R. W., Idriss I. M. (2014) - CPT and SPT based liquefaction triggering procedures. Report No. UCD/CGM-14/01, Center for Geotechnical Modeling, Department of Civil and Environmental Engineering, University of California, Davis, CA, 134 pp.

Bozzoni F., Famà A., Lai C.G., Mirfattah S.A. (2014) - Seismic risk assessment of seaports using GIS: the port of Gioia Tauro in Southern Italy, 33th PIANC World Congress San Francisco, USA 2014, June 1-5 2014.

Bozzoni F., Scandella L., Lai C.G., Corigliano M. (2011) - Stima del danno sismico di porti marittimi attraverso la tecnologia GIS: il caso del porto di Salerno, *Progettazione Sismica*, Vol. 1, No. 1, Gennaio-Aprile 2011, pp. 117-137.

Calabrese A., Lai C.G. (2013) - Fragility functions of blockwork wharves using artificial neural networks, *Soil Dyn. Earth. Eng.*, 52, 88-102.

Cetin K.O., Bilge H.T., Wu J., Kammerer A., Seed R.B. (2009) - Probabilistic models for the assessment of cyclically-induced reconsolidation (volumetric) settlements, *J. Geot. Geoenv. Eng.*, 135 (3), 387-398.

Cetin K.O., Seed R.B., Der Kiureghian A., Tokimatsu K., Harder L.F. Jr., Kayen R.E., Moss R.E.S. (2004) - SPT-based probabilistic and deterministic assessment of seismic soil liquefaction potential. *J. Geot. Geoenv. Eng.*, 130(12), 1314-1340.

Circ. NTC (2009) - Circolare del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti n. 617 del 2 febbraio 2009. Istruzioni per l'applicazione delle Nuove norme tecniche per le costruzioni di cui al decreto ministeriale 14 gennaio 2008. G.U. n. 47 del 26 febbraio 2009.

Darendeli M. B. (2001) - Development of a new family of normalized modulus reduction and material damping curves. PhD Thesis. Austin, Texas: The University of Texas.

DCDPC3685 (2003) - Decreto del Capo del Dipartimento della Protezione Civile n. 3685 del 21 Ottobre 2003. Disposizioni Attuative dell'Art. 2, Commi 2, 3 e 4, dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 Marzo 2003, recante "*Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica*". G.U. n. 252 del 29 Ottobre 2003.

Famà A., Bozzoni F., Lai C.G. (2014) - Valutazione in ambiente GIS del danno sismico di strutture portuali marittime: il caso del porto di Gioia Tauro". *Progettazione Sismica*. Vol. 5, No. 2, Maggio-Settembre 2014, pp. 49-72.

GEER-021 (2010) - Geotechnical Engineering Reconnaissance of the 2010 Haiti Earthquake. GEER Association Report No. GEER-021, V. 1: February 22, 2010. <http://www.geerassociation.org>

GEER-022 (2010) - Geotechnical Engineering Reconnaissance of the 2010 Maule, Chile Earthquake. GEER Association Report No. GEER-022, V. 2: May 25, 2010. <http://www.geerassociation.org>

ICMS (2008) - Indirizzi e criteri generali per la Microzonazione Sismica, approvato da Dipartimento della Protezione Civile e Conferenza delle Regioni e Province Autonome in data 13 novembre 2008.

Idriss I.M., Boulanger R.W. (2008) - Soil Liquefaction During Earthquakes, EERI Monograph.

Idriss J., Sun J.I. (1992) - SHAKE91 - A computer program for conducting equivalent linear seismic response analyses of horizontally layered soil deposits. University of California, Davis, USA.

- Iwasaki T., Tatsuoka F., Tokida K., Yasuda S. (1978) - A practical method for assessing soil liquefaction potential based on case studies at various sites in Japan. 2nd International Conference on Microzonation for Safer Construction - Research and Application, San Francisco, Calif., 26 November - 1 December. American Society of Civil Engineers, New York. Vol. 2, pp. 885-896.
- Kayen R., Moss R., Thompson E., Seed R., Cetin K., Kiureghian A., Tanaka Y., Tokimatsu K. (2013) - Shear-Wave Velocity-Based Probabilistic and Deterministic Assessment of Seismic Soil Liquefaction Potential. *J. Geot. Geoenv. Eng.*, 139(3), 407-419.
- Kottke A. R., Rathje E. M. (2008) - Technical Manual for Strata. PEER Report 2008/10. University of California, Berkeley, California.
- Lai C.G., Foti S., Rota M. (2009) - Input sismico e stabilità geotecnica dei siti di costruzione. Series of Manuals of Aseismic Design, Vol. 6, IUSS Press. ISBN: 978-88-6198-035-8. Fondazione Eucentre, Via Ferrata 1 - 27100 Pavia. April 2009, pp.312.
- Meletti C., Galadini F., Valensise G., Stucchi M., Basili R., Barba G., Vannucci G., Boschi E. (2008) - A seismic source model for the seismichazardassessment of the Italianterritory, *Tectonophysics*. 450 (1): 85-108.
- Michell J.K., Hon M. (2008) - Mitigation of Liquefaction Potential of Silty Sands. From research to Practice in Geotechnical Engineering, honoring Dr. John H. Schmertmann, ASCE Geotechnical Special Publication 180, J.E. Laier, D.K. Crapps, M.H. Hussein, eds.
- Mirfattah S.A. (2013) - Assessment of seismic vulnerability and risk of pile-supported wharves. PhD Thesis, ROSE Programme, UME School, IUSS Pavia, Italy.
- Moss R.E.S., Seed R.B., Kayen R.E., Stewart J.P., Der Kiureghian A., Cetin K.O. (2006) - CPT-based probabilistic and deterministic assessment of in situ seismic soil liquefaction potential. *J. Geot. Geoenv. Eng.*, 132(8): 1032-1051.
- NIBS (2004) - National Institute of Building Sciences. Earthquake loss estimation methodology, HAZUS. Technical manual, Federal Emergency Management Agency, Washington, D.C.
- NTC08 - Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 14 gennaio 2008. Norme tecniche per le costruzioni. G.U. n. 29 del 4 febbraio 2008.
- PIANC (2001) - Seismic Design Guidelines for Port Structures. Permanent International Navigation Association. A.A. Balkema Publishers, Rotterdam, The Netherlands.
- POLA (2010) - The Port of Los Angeles. Code for Seismic Design, Upgrade and Repair of Container Wharves. Pola Seismic Code 2010. City of Los Angeles Harbor Department. May 2010 (<http://www.portoflosangeles.org/>).
- Robertson P.K. (2009) - Interpretation of cone penetration tests - a unified approach. *Canadian Geot. J.*, 2009 46(11) pp. 1337-1355.
- Schnabel P. B., Lysmer J., Seed H. B. (1972) - SHAKE: A computer program for earthquake response analysis of horizontally layered sites. Rep. No. EERC 72-12, EERI, Berkeley, California.

Spallarossa D., Barani. S. (2007) - Disaggregazione della pericolosità sismica in termini di M-R- σ .
<http://esse1.mi.ingv.it/d14.html>

Yilmaz Z. (2004) - GIS-Based Structural Performance Assessment of Sakarya City after 1999 Kocaeli Turkey Earthquake from Geotechnical and Earthquake engineering Point of View, M.Sc, Thesis. The Graduate School of Natural and Applied Sciences, Middle East Technical University (METU), Ankara, Turkey.

Yoshimine M., Nishizaki H., Amano K., Hosono Y. (2006) - Flow deformation of liquefied sand under constant shear load and its application to analysis of flow slide of infinite slope, Soil Dyn. Earth. Eng., 26(2-4), 253-264.

Zhang G., Robertson P.K., Brachman R.W.I. (2004) - Estimating Liquefaction-Induced Lateral Displacements using the Standard Penetration Test or Cone Penetration Test, J. Geot. Geoenv. Eng., ASCE, Vol. 130, No. 8, pp. 861-871.

Wright, N. and Yoon, J. (2007). Application of GIS Technologies in Port Facilities and Operations Management: pp. 60-63. ASCE Library. doi: 10.1061/9780784408698.rf

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 6

DISCIPLINA DI ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 22 OTTOBRE 2014, SULLA REALIZZAZIONE DI UNA INFRASTRUTTURA PER I COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

GAZZETTA  UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA

Roma - Venerdì, 13 gennaio 2017

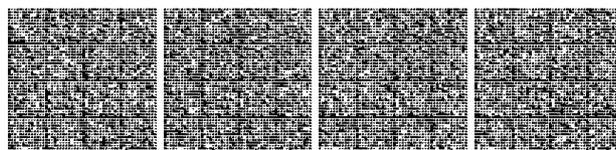
SI PUBBLICA TUTTI I
GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA, 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - VIA SALARIA, 691 - 00138 ROMA - CENTRALINO 06-85081 - LIBRERIA DELLO STATO
PIAZZA G. VERDI, 1 - 00198 ROMA

N. 3/L

DECRETO LEGISLATIVO 16 dicembre 2016, n. 257.

**Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE
del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre
2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i
combustibili alternativi.**

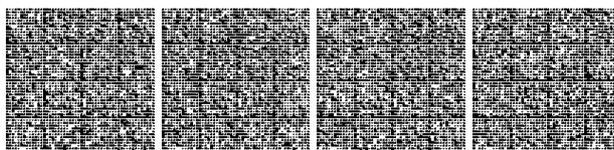




S O M M A R I O

DECRETO LEGISLATIVO 16 dicembre 2016, n. 257.

<i>Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi. (17G00005)</i>	<i>Pag.</i>	1
ALLEGATI	»	14
NOTE	»	155





LEGGI ED ALTRI ATTI NORMATIVI

DECRETO LEGISLATIVO 16 dicembre 2016, n. 257.

Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76 e 87 della Costituzione;

Vista la direttiva 2014/94/UE, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi;

Vista la legge 9 luglio 2015, n. 114, recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - legge di delegazione europea 2014, ed in particolare l'allegato B, punto 48);

Vista la legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni, recante nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi;

Vista la legge 23 dicembre 1992, n. 498, e successive modificazioni, recante interventi urgenti in materia di finanza pubblica;

Vista la legge 28 gennaio 1994, n. 84, e successive modificazioni, recante il riordino della legislazione in materia portuale;

Vista la legge 5 giugno 2003, n. 131, recante disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3;

Vista la legge 23 agosto 2004, n. 239, e successive modificazioni, recante il riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;

Vista la legge 7 agosto 2015, n. 124, recante le deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche;

Visto il decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, e successive modificazioni, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale;

Visto il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, e successive modificazioni, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, e, in particolare, gli articoli 17-*quinquies* e 17-*septies*, recante le misure urgenti per la crescita del Paese;

Visto il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, e successive modificazioni, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, e successive modificazioni, recante gli interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia», per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015;

Visto il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e successive modificazioni, recante le disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea;

Visto il decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e successive modificazioni, recante il nuovo codice della strada, e, in particolare, l'articolo 158, comma 1;

Visto il decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, relativo al testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative;

Visto il decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32, e successive modificazioni, concernente la razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti, a norma dell'articolo 4, comma 4, lettera c), della legge 15 marzo 1997, n. 59;

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e successive modificazioni, concernente l'attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144;

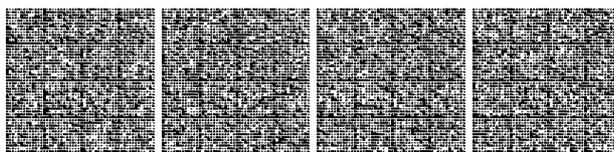
Visto il decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, e successive modificazioni, recante il riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'articolo 11 della legge 29 luglio 2003, n. 229;

Visto il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, recante norme in materia ambientale;

Visto il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155, e successive modificazioni, recante attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria e per un'aria più pulita in Europa;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, recante l'attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;

Visto il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55, e successive modificazioni, recante l'attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE;



Visto il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e successive modificazioni, recante l'attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE;

Visto il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, e successive modificazioni, recante l'attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;

Visto il decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, recante l'attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, e successive modificazioni, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità (Testo A);

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e successive modificazioni, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo A);

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151, e successive modificazioni, relativo al regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-*quater*, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122;

Visto il decreto del Ministro dell'interno 24 maggio 2002, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 131 del 6 giugno 2002, recante norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione;

Visto il decreto del Ministro dell'interno 31 agosto 2006, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 213 del 13 settembre 2006, recante l'approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione;

Visto il decreto del Ministro dei trasporti 28 aprile 2008, pubblicato nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 162 del 12 luglio 2008, relativo al recepimento della direttiva 2007/46/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 settembre 2007, relativa all'omologazione dei veicoli a motore e dei loro rimorchi, nonché dei sistemi, componenti ed entità tecniche destinati a tali veicoli;

Acquisito il parere della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto delegato 28 agosto 1997, n. 281, espresso nella seduta del 10 novembre 2016;

Vista la preliminare deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 15 settembre 2016;

Acquisiti i pareri delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 14 dicembre 2016;

Sulla proposta del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Ministro dell'economia e delle finanze, il Ministro dell'interno, il Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale e il Ministro della giustizia;

E M A N A

il seguente decreto legislativo:

TITOLO I

FINALITÀ E OBIETTIVI

Art. 1.

Finalità e campo di applicazione
(Attuazione dell'articolo 1 della direttiva 2014/94/UE)

1. Al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti, il presente decreto stabilisce requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso, idrogeno e gas di petrolio liquefatto, da attuarsi mediante il Quadro Strategico Nazionale di cui all'articolo 3, nonché le specifiche tecniche comuni per i punti di ricarica e di rifornimento, e requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

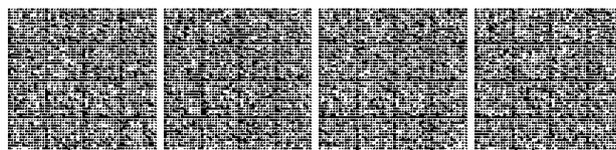
Art. 2.

Definizioni
(Attuazione dell'articolo 2, paragrafo 1, della direttiva 2014/94/UE)

1. Ai fini del presente decreto, si intende per:

a) combustibili alternativi: combustibili o fonti di energia che fungono, almeno in parte, da sostituti delle fonti fossili di petrolio nella fornitura di energia per il trasporto e che possono contribuire alla sua decarbonizzazione e migliorare le prestazioni ambientali del settore trasporti. I combustibili alternativi comprendono anche:

- 1) elettricità;
- 2) idrogeno;
- 3) biocarburanti, quali definiti all'articolo 2, comma 1, lettera i) del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- 4) combustibili sintetici e paraffinici;
- 5) gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa, denominato gas naturale compresso, di seguito GNC, e liquefatto, denominato gas naturale liquefatto, di seguito GNL;
- 6) gas di petrolio liquefatto, di seguito denominato GPL;



b) veicolo elettrico: un veicolo a motore dotato di un gruppo propulsore contenente almeno una macchina elettrica non periferica come convertitore di energia con sistema di accumulo di energia ricaricabile, che può essere ricaricato esternamente;

c) punto di ricarica: un'interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico alla volta o sostituire la batteria di un veicolo elettrico alla volta;

d) punto di ricarica di potenza standard: un punto di ricarica, che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza pari o inferiore a 22 kW, esclusi i dispositivi di potenza pari o inferiore a 3,7 kW, che sono installati in abitazioni private o il cui scopo principale non è ricaricare veicoli elettrici, e che non sono accessibili al pubblico. Il punto di ricarica di potenza standard è dettagliato nelle seguenti tipologie:

1) lenta = pari o inferiore a 7,4 kW;

2) accelerata = superiore a 7,4 kW e pari o inferiore a 22 kW;

e) punto di ricarica di potenza elevata: un punto di ricarica che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza superiore a 22 kW. Il punto di ricarica di potenza elevata è dettagliato nelle seguenti tipologie:

1) veloce: superiore a 22 kW e pari o inferiore a 50 kW;

2) ultra-veloce: superiore a 50 kW;

f) fornitura di elettricità lungo le coste: la fornitura di alimentazione elettrica alle infrastrutture di ormeggio a servizio delle navi adibite alla navigazione marittima o delle navi adibite alla navigazione interna ormeggiate, effettuata attraverso un'interfaccia standardizzata con la rete elettrica o con generatore elettrico isolato alimentato a gas naturale liquefatto – GNL o idrogeno;

g) punto di ricarica o di rifornimento accessibile al pubblico: un punto di ricarica o di rifornimento per la fornitura di combustibile alternativo che garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento. A tal fine, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:

1) un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;

2) un punto di ricarica collegato a un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica;

h) punto di ricarica non accessibile al pubblico:

1) un punto di ricarica installato in un edificio residenziale privato o in una pertinenza di un edificio residenziale privato, riservato esclusivamente ai residenti;

2) un punto di ricarica destinato esclusivamente alla ricarica di veicoli in servizio all'interno di una stessa entità, installato all'interno di una recinzione dipendente da tale entità;

3) un punto di ricarica installato in un'officina di manutenzione o di riparazione, non accessibile al pubblico;

i) punto di rifornimento: un impianto di rifornimento per la fornitura di qualsiasi combustibile alternativo, ad eccezione del gas naturale liquefatto-GNL, mediante un'installazione fissa o mobile;

l) punto di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL: un impianto di rifornimento per la fornitura di gas naturale liquefatto-GNL, consistente in un impianto fisso o mobile, un impianto offshore o un altro sistema.

TITOLO II

QUADRO STRATEGICO NAZIONALE

Capo I

DISCIPLINA GENERALE

Art. 3.

Disciplina del Quadro Strategico Nazionale (Attuazione dell'articolo 3, paragrafi 1, 2, 3, 5 e 6 della direttiva 2014/94/UE)

1. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura prevede i seguenti elementi:

a) una valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti, anche alla luce del loro possibile utilizzo simultaneo e combinato, e dello sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, considerando eventualmente la continuità transfrontaliera;

b) gli obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, nel rispetto dei requisiti minimi di cui all'articolo 4 per la fornitura di elettricità per il trasporto, dei requisiti di cui all'articolo 5 per la fornitura di idrogeno per il trasporto stradale, dei requisiti di cui all'articolo 6 per la fornitura di gas naturale per il trasporto e dei requisiti di cui all'articolo 7 per la fornitura di gas di petrolio liquefatto per il trasporto. Questi obiettivi nazionali possono essere riveduti sulla base di una valutazione della domanda nazionale, regionale o a livello di Unione europea, pur garantendo il rispetto dei requisiti minimi dell'infrastruttura sopra indicati, con le procedure di cui al successivo comma 3;

c) la valutazione della necessità di installare punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL nei porti all'esterno della rete centrale della TEN-T;

d) la valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

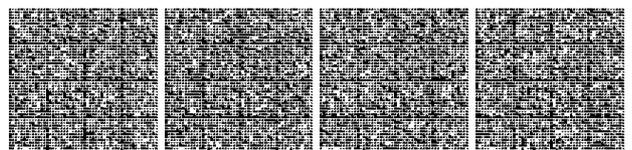
2. Con il presente decreto è adottato il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, articolato nelle seguenti sezioni:

a) fornitura di elettricità per il trasporto;

b) fornitura di idrogeno per il trasporto stradale;

c) fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi;

d) fornitura di gas di petrolio liquefatto - GPL per il trasporto.



3. La sezione di cui al comma 2, lettera *a*) del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, si compone di due sottosezioni. La prima sottosezione è costituita dal Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica - PNire, previsto dall'articolo 17-septies, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134. La seconda sottosezione è costituita dalla valutazione della necessità di fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna e valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

4. La sezione di cui al comma 2, lettera *c*) del Quadro Strategico Nazionale, di cui allegato III, si compone di due sottosezioni. La prima sottosezione riguarda lo sviluppo del GNL per la navigazione marittima e interna, nonché per il trasporto stradale e per altri usi. La seconda sottosezione riguarda lo sviluppo del GNC per il trasporto stradale.

5. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dell'economia e delle finanze, previa intesa della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, è aggiornato il Quadro Strategico Nazionale di cui all'allegato III, ovvero sue singole sezioni e sottosezioni, secondo quanto stabilito dalle disposizioni di cui agli articoli 4, 5, 6 e 7 del presente decreto, con cadenza triennale. Lo stesso è aggiornato con la medesima procedura anche in caso di significativi sviluppi tecnologici, di mutate condizioni di mercato anche con riferimento al contesto internazionale, o di sopravvenute esigenze di ordine economico, sociale e ambientale, tenendo anche conto delle singole componenti di fornitura. L'aggiornamento del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, tiene conto anche degli sviluppi tecnologici relativi alla fornitura di idrogeno per il trasporto.

6. È fatta salva la procedura prevista dall'articolo 17-septies, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 per l'approvazione dell'aggiornamento del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica - PNire - di cui alla sezione *a*), prima sottosezione, del Quadro Strategico Nazionale. Restano fermi gli obiettivi e le priorità di cui al capo IV-bis del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, e, in particolare, l'articolo 17-bis, commi 3 e 4.

7. A sostegno della realizzazione degli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale nelle sue varie articolazioni, sono adottate le seguenti misure:

a) per la semplificazione delle procedure amministrative, come previste nel Titolo IV;

b) per promuovere la diffusione dei combustibili alternativi, come previste nel Titolo V;

c) che possono promuovere la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi nei servizi di trasporto pubblico. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo parere della Conferenza unificata, sono adottate le linee guida per la redazione dei piani urbani per la mobilità sostenibile - PUMS - tenendo conto dei principi previsti nel presente decreto.

8. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, rispetta la vigente normativa dell'Unione europea in materia di protezione dell'ambiente e del clima. Le misure di sostegno all'infrastruttura per i combustibili alternativi, di cui al Titolo V, sono applicate nel rispetto delle norme sugli aiuti di Stato contenute nel Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

9. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, tiene conto delle necessità dei differenti modi di trasporto esistenti, inclusi quelli per i quali sono disponibili alternative limitate ai combustibili fossili e, ove opportuno, degli interessi delle autorità regionali e locali, nonché di quelli delle parti interessate.

10. Per quanto riguarda il piano di sviluppo e le normative di sostegno per l'impiego dei biocarburanti, si fa riferimento alle disposizioni dell'articolo 1, comma 15, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, e alle disposizioni dell'articolo 30-sexies, comma 1, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, per l'aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, compresi quelli avanzati, nonché ai provvedimenti attuativi dell'articolo 21, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in materia di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale.

Art. 4.

Disposizioni specifiche per la fornitura di elettricità per il trasporto. Sezione a) del Quadro Strategico Nazionale

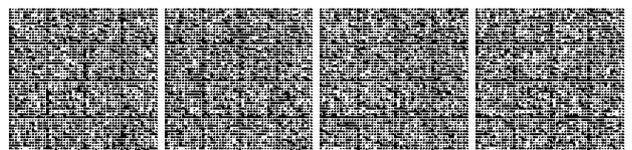
(Attuazione dell'articolo 4, paragrafi 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12 della direttiva 2014/94/UE)

1. Entro il 31 dicembre 2020, è realizzato un numero adeguato di punti di ricarica accessibili al pubblico per garantire l'interoperabilità tra punti già presenti e da installare, e, a seconda delle esigenze del mercato, che i veicoli elettrici circolino almeno negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate e nelle altre reti e secondo i seguenti ambiti individuati progressivamente:

a) città metropolitane - poli e cintura - e altre aree urbane che hanno registrato nell'ultimo triennio lo sfioramento dei limiti delle concentrazioni inquinanti, come previsto dal decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155;

b) aree urbane non rientranti nella lettera *a*);

c) strade extraurbane, statali e autostrade.



2. In conformità al comma 1, sono designati gli agglomerati urbani e suburbani, delle altre zone densamente popolate e delle reti, che, a seconda delle esigenze del mercato, sono dotati di punti di ricarica accessibili al pubblico.

3. Il numero dei punti di ricarica è fissato tenendo conto anche del numero stimato di veicoli elettrici che sono immatricolati entro la fine del 2020, che sono indicati successivamente nella sezione a) del Quadro Strategico Nazionale, delle migliori prassi e raccomandazioni a livello europeo, nonché delle esigenze particolari connesse all'installazione di punti di ricarica accessibili al pubblico nelle stazioni di trasporto pubblico.

4. La sezione a) del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, può essere integrata con misure volte a incoraggiare e agevolare la realizzazione di punti di ricarica non accessibili al pubblico.

5. I punti di ricarica di potenza standard per i veicoli elettrici, escluse le unità senza fili o a induzione, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.1, e ai requisiti specifici di sicurezza in vigore a livello nazionale. I punti di ricarica di potenza elevata per i veicoli elettrici, escluse le unità senza fili o a induzione, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.2.

6. Fermo quanto disposto al comma 5 e fatto salvo l'obbligo di rispondere ai requisiti di sicurezza, per i punti di ricarica non accessibili al pubblico è facoltà di adottare standard diversi, ove siano di potenza superiore a quella standard.

7. Una valutazione della necessità di fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna è inserita nella sezione a) del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III. Tale fornitura di elettricità lungo le coste è installata, entro il 31 dicembre 2025, come priorità nei porti della rete centrale della TEN-T, e negli altri porti, tranne i casi in cui non vi è alcuna domanda e i costi sono sproporzionati rispetto ai benefici, inclusi i benefici ambientali. Le installazioni per la fornitura di elettricità per il trasporto marittimo ubicate lungo le coste, introdotte o rinnovate a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.7.

8. La ricarica dei veicoli elettrici nei punti di ricarica accessibili al pubblico, ove tecnicamente possibile ed economicamente ragionevole, si avvale di sistemi di misurazione intelligenti, quali definiti all'articolo 2, comma 2, lettera pp) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, e sono conformi ai requisiti di cui all'articolo 9, comma 3 del medesimo decreto legislativo, nonché sono in grado di fornire informazioni dettagliate necessarie anche in tempo reale per contribuire alla stabilità della rete elettrica, ricaricando le batterie in periodi di domanda generale di elettricità ridotta, e consentire una gestione sicura e flessibile dei dati. I misuratori intelligenti sono posizionati in ogni stazione di ricarica per ciascun operatore nel punto di connessione con la rete di distribuzione. Per i singoli punti di ricarica, è sufficiente che ciascuno di essi sia dotato di un contabilizzatore azzerabile con il quale l'operatore possa rendere visibili agli utilizzatori di veicoli elettrici le informazioni relative ad ogni singolo servizio di ricarica erogato.

9. Gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono considerati, ai fini dell'applicazione del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, consumatori finali dell'energia elettrica utilizzata per la ricarica degli accumulatori dei veicoli a trazione elettrica presso infrastrutture pubbliche, aperte al pubblico ovvero di pertinenza di enti o di aziende per i propri dipendenti. Gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico possono acquistare energia elettrica da qualsiasi fornitore dell'Unione europea, fermo restando quanto previsto dall'articolo 53, comma 3, del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504. Gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono autorizzati a fornire ai clienti servizi di ricarica per veicoli elettrici su base contrattuale, anche a nome e per conto di altri fornitori di servizi.

10. Tutti i punti di ricarica accessibili al pubblico prevedono anche modalità di ricarica specifiche per gli utilizzatori di veicoli elettrici, senza la necessità di dover concludere contratti con i fornitori di energia elettrica o gli operatori interessati. Per i punti di ricarica accessibili al pubblico sono abilitate modalità di pagamento, che permettono a tutti gli utilizzatori di veicoli elettrici di usufruire del servizio di ricarica.

11. I prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori. A tal fine, con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, sono definiti i criteri per la comparabilità dei prezzi.

12. Gli operatori dei sistemi di distribuzione cooperano su base non discriminatoria con qualsiasi persona che apre o gestisce punti di ricarica accessibili al pubblico.

13. La fornitura di energia elettrica a un punto di ricarica deve poter essere oggetto di un contratto con fornitori diversi rispetto all'entità fornitrice dell'abitazione o della sede in cui sono ubicati i detti punti di ricarica.

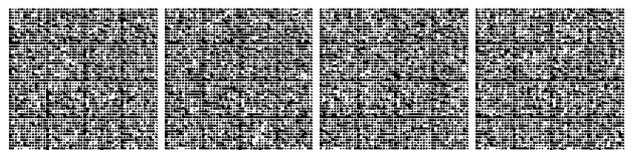
Art. 5.

Disposizioni specifiche per la fornitura di idrogeno per il trasporto stradale. Sezione b) del Quadro Strategico Nazionale

(Attuazione dell'articolo 5, paragrafi 1 e 2 della direttiva 2014/94/UE)

1. Entro il 31 dicembre 2025, è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico, da sviluppare gradualmente, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine, per consentire la circolazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno, compresi i veicoli che utilizzano celle a combustibile, nelle reti da individuarsi nella sezione b) del Quadro Strategico Nazionale, inclusi eventuali collegamenti transfrontalieri.

2. I punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico per i veicoli a motore di cui al comma 1, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017 si conformano alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 2.



3. Con decreto del Ministro dell'interno, da adottarsi entro il 31 marzo 2017, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono dettate le disposizioni per l'aggiornamento della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione di cui al decreto del Ministro dell'interno 31 agosto 2006, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana del 13 settembre 2006, n. 213.

Art. 6.

Disposizioni specifiche per la fornitura di gas naturale per il trasporto. Sezione c) del Quadro Strategico Nazionale

(Attuazione dell'articolo 6, paragrafi 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8 e 9 della direttiva 2014/94/UE)

1. Entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Possono essere previste forme di cooperazione con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T.

2. Entro il 31 dicembre 2030, nei porti della navigazione interna è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Possono essere previste forme di cooperazione con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T.

3. Nell'ambito della sezione c) del Quadro Strategico Nazionale sono indicati i porti marittimi e i porti della navigazione interna che garantiscono, con sviluppo graduale, l'accesso ai punti di rifornimento per il GNL di cui ai commi 1 e 2, tenendo conto anche delle reali necessità del mercato e avuto riguardo alla domanda attuale e al suo sviluppo a breve termine.

4. Entro il 31 dicembre 2025, è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC, accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione in connessione con la rete dell'Unione europea dei veicoli pesanti alimentati a GNL, con sviluppo graduale avuto riguardo alla domanda attuale e al suo sviluppo a breve termine, tranne nel caso in cui i costi non siano sproporzionati rispetto ai benefici, inclusi i benefici per l'ambiente.

5. Al fine di riformire i punti di rifornimento di cui ai commi 1, 2 e 4 di cui al presente articolo, nell'ambito della sezione c) del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III del presente decreto, è previsto un sistema di distribuzione adeguato per la fornitura di GNL nel territorio nazionale, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL, nonché per la dotazione di infrastrutture di rifornimento lungo la rete autostradale e negli interporti. Al fine di assicurare quanto disposto dal presente comma, possono essere previste forme di cooperazione in raggruppamento con gli Stati membri confinanti, che sono soggette agli obblighi di cui all'articolo 20 del presente decreto.

6. Ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, è adottata la norma tecnica di prevenzione incendi relativa agli impianti fissi di distribuzione carburante per autotrazione, alimentati da serbatoi fissi di gas naturale liquefatto con decreto del Ministero dell'interno, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

7. Secondo le modalità di cui all'articolo 18, entro il 31 dicembre 2020, sono realizzati ulteriori punti di rifornimento per il GNC accessibili al pubblico, al fine garantire, secondo le esigenze del mercato, la circolazione dei veicoli alimentati a GNC su tutto il territorio nazionale, in particolare nelle aree dove le infrastrutture risultano carenti, negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate, nonché nelle reti e secondo i seguenti ambiti individuati progressivamente:

a) aree urbane e città metropolitane - poli e cintura - con priorità nelle aree urbane che ricadono nelle città metropolitane, in particolare nelle aree provinciali che hanno superato il limite delle concentrazioni di PM10 per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014;

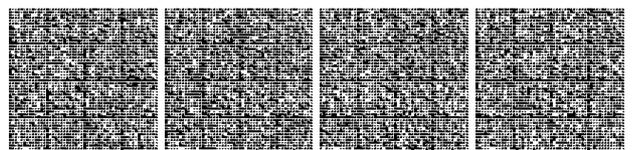
b) città metropolitane, aree periferiche e altre aree urbane non rientranti nelle città metropolitane, strade extraurbane e statali;

c) autostrade.

8. In conformità al comma 7, sono designati gli agglomerati urbani e suburbani, delle altre zone densamente popolate e delle reti, che, a seconda delle esigenze del mercato, sono dotati di punti di rifornimento per il GNC.

9. Secondo le modalità di cui all'articolo 18, entro il 31 dicembre 2025, è prevista la creazione di un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNC accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale esistente della TEN-T, al fine di assicurare la circolazione in connessione con la rete dell'Unione europea dei veicoli alimentati a GNC. I punti di rifornimento di cui al presente comma devono essere programmati tenendo conto dell'autonomia minima dei veicoli a motore alimentati a GNC e comunque a una distanza non superiore a 150 km. La qualità del gas naturale e biometano compresso per l'uso nei vicoli alimentati a GNC deve garantire l'interoperabilità delle infrastrutture sul territorio nazionale e nelle reti esistenti TEN-T.

10. I punti di rifornimento per il GNC per i veicoli a motore introdotti o rinnovati dal 18 novembre 2017 si conformano alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 3.4.



Art. 7.

Disposizioni specifiche per la fornitura di gas di petrolio liquefatto per il trasporto. Sezione d) del Quadro Strategico Nazionale

(Riferimento al considerando 7 della direttiva 2014/94/UE)

1. Al fine di promuovere la diffusione omogenea su tutto il territorio nazionale degli impianti di distribuzione di gas di petrolio liquefatto per il trasporto stradale, nella sezione *d)* del Quadro Strategico Nazionale sono individuati i criteri indicativi per favorire l'uniformità della penetrazione delle infrastrutture di distribuzione.

2. Al fine di promuovere la diffusione del gas di petrolio liquefatto per la propulsione delle unità da diporto, nella sezione *d)* del Quadro Strategico Nazionale sono individuati i requisiti minimi per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione.

TITOLO III

INFORMAZIONI PER GLI UTENTI

Capo I

MODALITÀ DI COMUNICAZIONE AGLI UTENTI

Art. 8.

*Informazioni per gli utenti
(Attuazione dell'articolo 7, paragrafi 1, 2, 3, 5 e 7 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Fatto salvo quanto previsto dal decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55, sono rese disponibili informazioni chiare, coerenti e pertinenti riguardo ai veicoli a motore che possono utilizzare regolarmente determinati combustibili immessi sul mercato o essere ricaricati tramite punti di ricarica, conformemente a quanto disposto dall'articolo 37 del decreto del Ministro dei trasporti 28 aprile 2008, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana 12 luglio 2008, n. 162. Tali informazioni sono rese disponibili nei manuali dei veicoli a motore, nei punti di rifornimento e ricarica, sui veicoli a motore e presso i concessionari di veicoli a motore ubicati sul territorio nazionale. La presente disposizione si applica a tutti i veicoli a motore, e ai loro manuali, immessi sul mercato dopo il 18 novembre 2016.

2. La comunicazione delle informazioni di cui al comma 1 si basa sulle disposizioni in materia di etichettatura di cui alle norme tecniche di unificazione. Nel caso in cui tali norme riguardano una rappresentazione grafica, incluso un sistema cromatico di codifica, la rappresentazione grafica è semplice e facile da comprendere, e collocata in maniera chiaramente visibile sui corrispondenti apparecchi di distribuzione e relative pistole di tutti i punti di rifornimento, a partire dalla data in cui i combustibili sono immessi sul mercato e i suoi tappi dei serbatoi di carburante, o nelle immediate vicinanze, di tutti i veicoli a motore raccomandati e compatibili con tale combustibile,

e nei manuali dei veicoli a motore, che sono immessi sul mercato dopo il 18 novembre 2016.

3. Nel caso in cui le disposizioni in materia di etichettatura delle rispettive norme degli organismi europei di normazione sono aggiornate o sono adottati atti delegati da parte della Commissione europea riguardo all'etichettatura o sono elaborate nuove norme dagli organismi europei di normazione per i combustibili alternativi, i corrispondenti requisiti in materia di etichettatura si applicano a tutti i punti di rifornimento e ricarica e a tutti i veicoli a motore immatricolati nel territorio nazionale decorsi ventiquattro mesi dal rispettivo aggiornamento o dalla rispettiva adozione.

4. Al fine di contribuire alla consapevolezza dei consumatori e alla trasparenza dei prezzi, a scopo divulgativo sul sito dell'Osservatorio prezzi carburanti del Ministero dello sviluppo economico sono fornite informazioni sui fattori di equivalenza dei combustibili alternativi e sono pubblicati in formato aperto i raffronti tra i prezzi unitari medi dei diversi carburanti.

5. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono rese disponibili, sul sito dell'Osservatorio prezzi carburanti del Ministero dello sviluppo economico, la mappa nazionale dei punti di rifornimento accessibili al pubblico di combustibili alternativi GNC, GNL e GPL per il trasporto stradale e, sul sito istituzionale del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti la mappa nazionale dei punti di ricarica o di rifornimento accessibili al pubblico di combustibili alternativi elettricità e idrogeno per il trasporto stradale. Per la predisposizione di tale mappa, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, attraverso la Piattaforma unica nazionale, di seguito PUN, prevista nell'ambito del PNire, raccoglie le informazioni relative ai punti di ricarica o di rifornimento accessibili al pubblico, quali la localizzazione, la tecnologia della presa, la potenza massima erogabile, la tecnologia utilizzata per l'accesso alla ricarica, la disponibilità di accesso, l'identificativo infrastruttura, il proprietario dell'infrastruttura.

6. Entro quattro anni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, in linea con lo sviluppo dei carburanti alternativi per la navigazione, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sono previste le modalità di comunicazione agli utenti dei prezzi e delle mappe nazionali dei punti di rifornimento accessibili al pubblico di combustibili alternativi GNC, GNL e GPL per la navigazione.

7. Per le autovetture, la Guida al risparmio di carburanti e alle emissioni di CO₂, redatta ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 1999/94/UE, del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 1999 contiene anche informazioni circa i benefici economici, energetici e ambientali dei combustibili alternativi rispetto ai tradizionali, mediante casi-tipo.



TITOLO IV
MISURE PER LA SEMPLIFICAZIONE DELLE
PROCEDURE AMMINISTRATIVE

(ATTUAZIONE DELL'ARTICOLO 3, PARAGRAFO I, TERZO
TRATTINO DELLA DIRETTIVA 2014/94/UE)

Capo I

DISPOSIZIONI PER LE INFRASTRUTTURE DI GNL

Art. 9.

*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e
trasporto del GNL di interesse nazionale*

1. Al fine di perseguire gli obiettivi di cui alla sezione *c)* dell'allegato III del presente decreto, il contenimento dei costi nonché la sicurezza degli approvvigionamenti, in coerenza con gli obiettivi generali di politica energetica nazionale, le infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, sono considerate quali infrastrutture e insediamenti strategici ai sensi dell'articolo 1, comma 7, lettera *i)*, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Tali infrastrutture e insediamenti sono di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

2. I gestori degli impianti e delle infrastrutture di cui al comma 1 sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico di cui al decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e al decreto legislativo del 1° giugno 2011, n. 93, definiti e regolamentati dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico. Gli stessi gestori possono svolgere anche le attività di cui all'articolo 10 del presente decreto, nel rispetto delle previsioni di cui al comma 3 del medesimo articolo.

3. Fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano e le normative in materia ambientale, storico-artistica, archeologica e paesaggistica, fiscale e di sicurezza, le autorizzazioni per le infrastrutture e gli insediamenti strategici di cui al comma 1 del presente articolo, nonché per le opere e le attività necessarie al trasporto, allo stoccaggio, al trasferimento del GNL alla rete nazionale di trasporto, ai terminali e ai depositi costieri e alle infrastrutture portuali strumentali all'utilizzo del GNL, nonché per le opere accessorie, sono rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, d'intesa con le regioni interessate.

4. Al termine del procedimento unico, svolto ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, in cui sono acquisiti i pareri delle amministrazioni competenti in materia ambientale, fiscale e di sicurezza, nonché delle altre amministrazioni titolari degli interessi coinvolti dalla realizzazione dell'opera, compreso il nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, e i provvedimenti, ove richiesti, di cui alla parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, è rilasciata l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio delle infrastrutture e degli insediamenti strategici di cui al comma 3.

5. Le concessioni demaniali rilasciate nell'ambito delle autorizzazioni per gli impianti e le infrastrutture ricadenti in aree costiere e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi hanno durata almeno decennale.

6. I soggetti titolari o gestori di beni demaniali e patrimoniali, di aree demaniali marittime e lacuali, di fiumi, di torrenti, di canali, di miniere e di foreste demaniali, di strade pubbliche, di aeroporti, di ferrovie, di funicolari, di teleferiche, e di impianti simili, di linee di telecomunicazione di pubblico servizio, di linee elettriche, che sono interessati dalla realizzazione delle infrastrutture di cui al comma 1, partecipano al procedimento di autorizzazione e in tale ambito sono tenuti ad indicare le modalità di attraversamento degli impianti ed aree interferenti. Nel caso in cui tali modalità non sono indicate entro i termini di conclusione del procedimento, il soggetto richiedente l'autorizzazione entro i successivi trenta giorni propone direttamente ai soggetti sopra indicati le modalità di attraversamento, che, trascorsi ulteriori trenta giorni senza osservazioni, si intendono comunque assentite definitivamente e sono indicate nel decreto di autorizzazione di cui al comma 4.

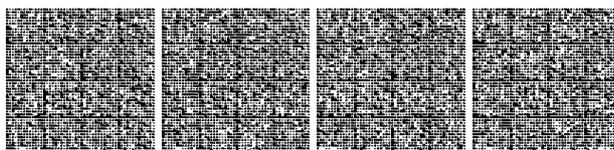
7. La costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto restano soggetti alla procedura autorizzativa di cui all'articolo 46 del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222.

8. Ai fini dell'avvio dei procedimenti autorizzativi per la costruzione delle infrastrutture di cui ai commi precedenti, il promotore del progetto deve aver avviato presso gli enti competenti l'attività di consultazione pubblica prevista dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e al decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105. La valutazione della strategicità delle infrastrutture è preceduta da una analisi costi/benefici, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi.

Art. 10.

*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e
trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di
reti di trasporto di gas naturale*

1. Le opere per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio di GNL di capacità uguale o superiore alle 200 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono strategiche ai fini degli obiettivi di cui alla sezione *c)* dell'allegato III e sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, e d'intesa con le regioni interessate, nel rispetto dei principi di semplificazione di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241 e secondo le modalità di cui all'articolo 9, commi 4, 6 e 8 e all'articolo 23 del presente decreto.



2. I titolari delle autorizzazioni relative a terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto di cui all'articolo 46 del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, possono chiedere l'autorizzazione a realizzare le modifiche impiantistiche finalizzate al carico, allo stoccaggio e al successivo scarico su navi o autobotti di parte di GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale, nelle modalità di cui al comma 1.

3. L'attività di cui al comma 2 non rientra tra le attività regolate ed è svolta in regime di separazione contabile, fermo restando quanto stabilito all'articolo 21 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e dall'articolo 25 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico determina le regole di separazione contabile, anche rispetto a dette attività, non regolate, al fine di evitare oneri al sistema regolato.

4. Le opere per la realizzazione di impianti di stoccaggio di GNL di capacità inferiori alle 200 tonnellate e superiori o uguali a 50 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, cui non si applicano le disposizioni dell'articolo 9 del presente decreto, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dall'ente delegato dalla regione, nel rispetto dei principi di semplificazione di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.

5. Per gli impianti e le infrastrutture di cui al comma 4 sono fatte salve le vigenti disposizioni di cui al decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151, e al decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105.

6. Al termine del procedimento unico, ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, in cui sono acquisiti i pareri delle amministrazioni competenti in materia ambientale, fiscale e di sicurezza nonché delle altre amministrazioni titolari degli interessi coinvolti dalla realizzazione dell'opera, è rilasciata l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di cui al comma 4.

7. Le concessioni demaniali rilasciate nell'ambito delle autorizzazioni per gli impianti e le infrastrutture ricadenti in aree costiere e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi hanno durata almeno decennale.

Art. 11.

Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di piccole dimensioni

1. Le opere per la realizzazione di impianti di liquefazione di gas naturale e impianti di stoccaggio di GNL, purché di capacità inferiori a 50 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono eseguite a conclusione di una procedura amministrativa semplificata, nel rispetto delle normative vigenti in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza.

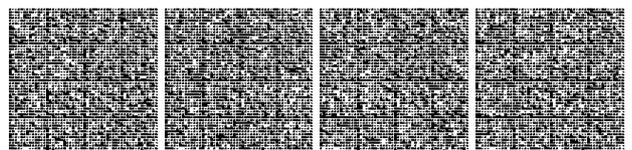
2. Fatte salve specifiche disposizioni regionali, il soggetto interessato presenta al comune, mediante mezzo cartaceo o in via telematica, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attesta il rispetto delle norme in materia ambientale, sanitaria e di sicurezza. Alla predetta dichiarazione è allegato il parere dell'Ufficio delle dogane competente per territorio relativo all'idoneità del progetto al rispetto delle normative vigenti in materia di accisa, rilasciato entro trenta giorni dalla richiesta.

3. Le regioni e le province autonome, nel rispetto delle normative vigenti in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza, possono aumentare la soglia di 50 tonnellate per l'applicazione della procedura di cui al comma 1, definendo i casi in cui, non essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse da quella di cui al comma 2, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate a procedura amministrativa semplificata.

4. L'amministrazione comunale, ove è riscontrata, entro il termine indicato al comma 2, l'assenza di una o più delle condizioni stabilite al medesimo comma, notifica all'interessato l'ordine motivato di non effettuare il previsto intervento. È fatta salva la facoltà da parte del soggetto interessato di ripresentare la dichiarazione di cui al comma 2, con le modifiche o le integrazioni necessarie per rendere il progetto conforme alla normativa in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza. Nel caso in cui l'amministrazione comunale non procede ai sensi del periodo precedente, decorso il termine di trenta giorni dalla data di ricezione della dichiarazione, l'attività di costruzione è assentita.

5. Nel caso in cui sono necessari atti di assenso, che rientrano nella competenza comunale e non sono allegati alla dichiarazione, il comune provvede a rilasciarli tempestivamente e, in ogni caso, entro il termine per la conclusione del relativo procedimento fissato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241. Nel caso in cui l'attività di costruzione e di esercizio degli impianti di cui al comma 1 è sottoposta ad atti di assenso di competenza di amministrazioni diverse da quella di cui al comma 2, e tali atti non sono allegati alla dichiarazione, il comune provvede ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241.

6. Ultimato l'intervento, il progettista o un tecnico abilitato rilascia un certificato di collaudo finale, trasmesso a cura del soggetto interessato all'amministrazione comunale e all'ufficio delle dogane territorialmente competente, che attesta la conformità dell'opera al progetto presentato con la dichiarazione, nonché rilascia la dichiarazione dell'avvenuta presentazione della variazione catastale, conseguente all'opera realizzata, ovvero rilascia una dichiarazione che l'opera non ha comportato modificazioni del classamento catastale.



7. Per gli impianti di distribuzione di GNL per autotrazione, si applicano le procedure autorizzative previste per gli impianti di distribuzione di gas naturale compresso, nel rispetto delle normative nazionali e regionali vigenti in materia fiscale e di sicurezza.

Art. 12.

Disposizioni per i serbatoi criogenici di stoccaggio di GNL

1. I serbatoi criogenici di stoccaggio di GNL installati presso i punti di rifornimento per il GNL o per il GNC sono dichiarati all'Agenzia delle dogane e dei monopoli che provvede ad identificarli univocamente attraverso un sistema di codifica da stabilire con determinazione della medesima Agenzia delle dogane e dei monopoli.

Art. 13.

Ulteriori disposizioni per i procedimenti amministrativi relativi al GNL

1. Nel caso in cui gli impianti e le infrastrutture di cui agli articoli 9 e 10 del presente decreto sono ubicati in area portuale o in area terrestre ad essa contigua e la loro realizzazione comporta modifiche sostanziali del piano regolatore di sistema portuale, l'autorizzazione unica di cui agli articoli 9 e 10, previa acquisizione del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, ai sensi dell'articolo 5, comma 3, della legge 28 gennaio 1994, n. 84, sui profili di compatibilità del progetto con la pianificazione portuale, costituisce anche approvazione di variante al piano regolatore di sistema portuale. Il Consiglio superiore dei lavori pubblici si esprime entro quarantacinque giorni dal ricevimento della richiesta di parere. Decorso inutilmente tale termine, si applica l'articolo 14-*bis*, comma 4, della legge 7 agosto 1990, n. 241.

2. Le disposizioni di cui agli articoli 9, 10 e 11 del presente decreto si applicano, su richiesta del proponente, anche ai procedimenti amministrativi in corso alla data di entrata in vigore del presente decreto, previo adeguamento, ove necessario, alle disposizioni dello stesso.

3. All'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo le parole: «prodotti petroliferi», sono inserite le seguenti: «e di gas naturale liquefatto».

4. I soggetti che effettuano attività di vendita di gas naturale, anche sotto forma di GNL o GNC, a clienti finali, in assenza di autorizzazione e di iscrizione nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali, ai sensi all'articolo 30, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e i soggetti che effettuano l'attività di importazione pluriennale di gas naturale, in assenza di autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico o di comunicazione al medesimo Ministero ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono soggetti alle sanzioni di cui all'articolo 45 del medesimo decreto legislativo, nei limiti di cui all'articolo 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

5. Le disposizioni di cui al presente decreto, fermo restando il rispetto delle norme in materia ambientale, paesaggistica, di salute pubblica, di sicurezza, e di pubblica incolumità, si applicano ai progetti di riconversione delle infrastrutture e siti energetici esistenti alle attività di stoccaggio e successivo scarico su navi e autobotti di GNL.

6. All'allegato II, Parte II, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, al punto 8), dopo le parole: «gas di petrolio liquefatto», sono aggiunte le seguenti: «e di gas naturale liquefatto». Sono fatte salve le autorizzazioni già rilasciate o in fase di istruttoria alla data di entrata in vigore del presente decreto.

7. All'allegato III, Parte II, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, dopo la lettera *h*), è inserita la seguente: «*h-bis*) Stoccaggio di gas naturale liquefatto, con capacità complessiva superiore a 20000 metri cubi». Sono fatte salve le autorizzazioni già rilasciate o in fase di istruttoria alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Art. 14.

Reti isolate di GNL

1. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico oltre a provvedere, in linea con quanto già previsto dalla regolazione per le reti isolate, ad aggiornare le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, determina i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, di misura e, limitatamente per i clienti vulnerabili, di vendita di gas naturale anche derivante da GNL attraverso le stesse reti.

Capo II

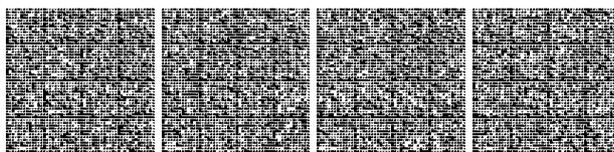
DISPOSIZIONI PER LE INFRASTRUTTURE DI RICARICA

Art. 15.

Misure per agevolare la realizzazione di punti di ricarica

1. All'articolo 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, come modificato dall'articolo 17-*quinquies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, il comma 1-*ter* è sostituito dal seguente:

«1-*ter*. Entro il 31 dicembre 2017, i comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, nonché per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, la predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee



a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso e, relativamente ai soli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative, per un numero di spazi a parcheggio e box auto non inferiore al 20 per cento di quelli totali».

2. All'articolo 17-*quinquies*, comma 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, le parole: «secondo comma del codice civile» sono sostituite dalle parole: «primo, secondo e terzo comma del codice civile».

3. All'articolo 17-*terdecies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, è aggiunto il seguente comma: «2. sino all'adozione dei decreti di cui al comma 1, si applicano i medesimi sistemi, componenti identità tecniche, nonché le idonee procedure per la loro installazione quali elementi di sostituzione o di integrazione di parti dei veicoli, su tipi di autovetture e motocicli nuovi in circolazione».

4. All'articolo 23 del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, è aggiunto il seguente comma: «2-*ter*. Con decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da emanarsi entro trenta giorni, sono individuate le dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché gli elaborati tecnici da presentare a corredo della segnalazione certificata di inizio attività di cui al comma 2-*bis*».

Capo III

DISPOSIZIONI AUTORIZZATIVE PER LE INFRASTRUTTURE DI IDROGENO

Art. 16.

Procedure per gli impianti di distribuzione di idrogeno per il trasporto

1. Per gli impianti di distribuzione di idrogeno per il trasporto si applicano le procedure autorizzative previste, ai sensi del decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32, per gli impianti di distribuzione carburanti, nel rispetto delle normative nazionali e regionali vigenti in materia di sicurezza.

TITOLO V

MISURE PER PROMUOVERE LA DIFFUSIONE DEI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

(ATTUAZIONE DELL'ARTICOLO 3, PARAGRAFO 1, TERZO TRATTINO DELLA DIRETTIVA 2014/94/UE)

Capo I

MISURE PER LE INFRASTRUTTURE DI RICARICA

Art. 17.

Misure per promuovere la realizzazione di punti di ricarica accessibili al pubblico

1. All'articolo 158, comma 1, del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285 recante nuovo codice della strada, dopo la lettera *h*), è inserita la seguente: «*h-bis*) negli spazi riservati alla fermata e alla sosta dei veicoli elettrici in ricarica».

2. Entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Governo, per il tramite del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, promuove la stipulazione di un'intesa ai sensi dell'articolo 8, comma 6, della legge 5 giugno 2003, n. 131, per assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e l'armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica e di rifornimento a servizio dei veicoli alimentati ad energia elettrica e ad altri combustibili alternativi.

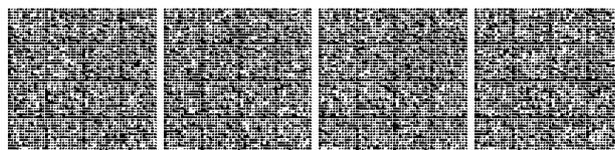
Capo II

MISURE PER IL GAS NATURALE E L'ELETTRICITÀ PER IL TRASPORTO

Art. 18.

Misure per la diffusione dell'utilizzo del GNC, del GNL e dell'elettricità nel trasporto stradale

1. Fermo restando quanto previsto dagli articoli 4, comma 1, e 6, comma 8, le regioni, nel caso di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione carburanti e di ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti, prevedono l'obbligo di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza elevata almeno veloce di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *e*), numero 1, nonché di rifornimento di GNC o GNL anche in esclusiva modalità self service. Non sono soggetti a tale obbligo gli impianti di distribuzione carburanti localizzati nelle aree svantaggiate già individuate dalle disposizioni regionali di settore, oppure da individuare entro tre mesi dall'entrata in vigore del presente decreto. Ove ricorrono contemporaneamente le impossibilità tecniche di cui al comma 6, lettere *a*), *b*) e *c*), le regioni con densità superficiale di numero di impianti di distribuzione di GPL al di sotto della media nazionale, indicata in prima applicazione nella tabella III della sezione D dell'allegato III, prevedono l'obbligo di impianti di distribuzione del GPL.



2. Al fine di sviluppare la modalità self service per gli impianti di distribuzione del GNC, entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero dell'interno, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico, è aggiornata la normativa tecnica di cui al decreto del Ministro dell'interno del 24 maggio 2002, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana 6 giugno 2002, n. 131, e successive modificazioni, in materia di sicurezza, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo.

3. Per tutti gli impianti di distribuzione di carburanti stradali già esistenti al 31 dicembre 2015, che hanno erogato nel corso del 2015 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 10 milioni di litri e che si trovano nel territorio di una delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni di PM_{10} per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014 di cui all'allegato IV, le regioni prevedono l'obbligo di presentare entro il 31 dicembre 2018 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto.

4. Per tutti gli impianti di distribuzione carburanti stradali esistenti al 31 dicembre 2017, che erogano nel corso del 2017 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 5 milioni di litri e che si trovano nel territorio di una delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni di PM_{10} per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014 di cui all'allegato IV, le regioni prevedono l'obbligo di presentare entro il 31 dicembre 2020 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto.

5. In ambito autostradale gli obblighi di cui ai commi 3 e 4 del presente articolo e al comma 1, lettera c), dell'articolo 4, sono assolti dai concessionari autostradali, i quali entro il 31 dicembre 2018 presentano al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti. I suddetti concessionari sono impegnati, in caso di affidamento a terzi del servizio di ricarica, al rispetto delle procedure competitive di cui all'articolo 11, comma 5-ter, della legge 23 dicembre 1992, n. 498.

6. Gli obblighi di cui ai commi 1, 3 e 4 sono compatibili con altre forme di incentivazione e si applicano, fatta salva la sussistenza di una delle seguenti impossibilità tecniche fatte valere dai titolari degli impianti di distribuzione e verificate e certificate dall'ente che rilascia la autorizzazione all'esercizio dell'impianto di distribuzione dei carburanti:

a) accessi e spazi insufficienti per motivi di sicurezza ai sensi della normativa antincendio, esclusivamente per gli impianti già autorizzati alla data di entrata in vigore del presente decreto;

b) per il GNC lunghezza delle tubazioni per l'allacciamento superiore a 1000 metri tra la rete del gas naturale e il punto di stoccaggio del GNC e pressione della rete del gas naturale inferiore a 3 bar;

c) distanza dal più vicino deposito di approvvigionamento del GNL via terra superiore a 1000 chilometri.

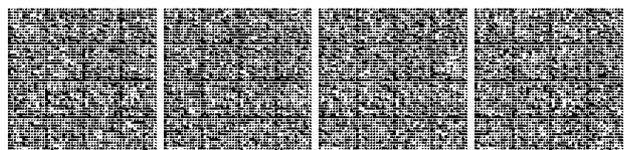
7. Al fine di promuovere l'uso di carburanti a basso impatto ambientale nel settore dei trasporti, è consentita l'apertura di nuovi impianti di distribuzione mono prodotto, ad uso pubblico, che erogano gas naturale, compreso il biometano, sia in forma compressa - GNC, sia in forma liquida - GNL, nonché di nuovi punti di ricarica di potenza elevata almeno veloce di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), numero 1.

8. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, adotta misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero di capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50 per cento della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a novanta giorni all'anno.

9. Al fine di incentivare la realizzazione di impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, anche in aree autostradali, le condotte di allacciamento che li collegano alle esistenti reti del gas naturale sono dichiarate di pubblica utilità e rivestono carattere di indifferibilità e di urgenza, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

10. Le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM_{10} di cui all'allegato IV, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, sono obbligati all'acquisto di almeno il 25 per cento di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici e veicoli a funzionamento ibrido bimodale e a funzionamento ibrido multimodale entrambi con ricarica esterna, nonché ibridi nel caso degli autobus. Nel caso di rinnovo dei parchi utilizzati per il trasporto pubblico locale tale vincolo è riferito solo ai servizi urbani. La percentuale è calcolata sugli acquisti programmati su base triennale a partire dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Le gare pubbliche che non ottemperano a tale previsione sono nulle. Sono fatte salve le gare già bandite alla data di entrata in vigore del presente decreto, nonché, nelle more della realizzazione delle relative infrastrutture di supporto, le gare bandite entro e non oltre il 30 giugno 2018, effettuate anche con modalità sperimentali centralizzate. In sede di aggiornamento del quadro strategico, di cui all'allegato III, la percentuale del 25 per cento potrà essere aumentata e potrà comprendere anche l'acquisto di veicoli a idrogeno.

11. Per le finalità di cui ai commi 3 e 4, l'Agenzia delle dogane e dei monopoli comunica i dati in proprio possessori relativi agli impianti di distribuzione carburanti di ciascuna regione, comprensivi degli erogati per tipologia di carburante, relativamente agli anni 2015 e 2017, entro il 31 dicembre dell'anno successivo a ciascuno dei predetti anni, al Ministero dello sviluppo economico, che li trasmette alle regioni in relazione agli impianti di rispettiva competenza.



12. Fermi restando i termini di cui al presente articolo, per ottemperare agli obblighi di cui ai commi 3 e 4, le regioni possono prevedere che l'obbligo sia comunque assolto dal titolare dell'impianto di distribuzione carburanti, dotando del prodotto GNC o GNL e di ricarica elettrica di potenza elevata almeno veloce di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), numero 1 un altro impianto nuovo o già nella sua titolarità, ma non soggetto ad obbligo, purché sito nell'ambito territoriale della stessa provincia e in coerenza con le disposizioni della programmazione regionale.

Capo III

MISURE PER LA DIFFUSIONE DEI VEICOLI ALIMENTATI A COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

Art. 19.

Circolazione dei veicoli nelle aree urbane

1. Gli enti territoriali, con propri provvedimenti, consentono nelle aree a traffico limitato la circolazione dei veicoli alimentati a combustibili alternativi elettricità, idrogeno, gas naturale liquefatto-GNL, gas naturale compresso - GNC e gas di petrolio liquefatto - GPL, oppure una loro combinazione e dei veicoli a funzionamento ibrido bimodale e a funzionamento ibrido multimodale e, subordinatamente a opportune condizioni inerenti la protezione ambientale, escludono i predetti veicoli dai blocchi anche temporanei della circolazione.

2. Entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Governo, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, promuove la stipulazione di un'intesa in sede di conferenza Stato-città ed autonomie locali per assicurare una regolamentazione omogenea all'accesso alle aree a traffico limitato di veicoli alimentati a combustibili alternativi di cui al presente decreto e per la loro esclusione, subordinatamente al rispetto dei vincoli di protezione ambientale, dai blocchi anche temporanei alla circolazione stradale.

TITOLO VI

ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE

Art. 20.

Relazione alla Commissione europea (Attuazione dell'articolo 10, paragrafo 1 della direttiva 2014/94/UE)

1. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico e con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, entro il 18 novembre 2019 e, successivamente con cadenza triennale, trasmette alla Commissione europea una relazione sull'attuazione del Quadro Strategico Nazionale. Tale relazione comprende le informazioni elencate nell'allegato II e, se del caso, include una giustificazione pertinente sul livello di conseguimento degli obiettivi nazionali di cui all'articolo 3 del presente decreto.

TITOLO VII DISPOSIZIONI FINALI

Art. 21.

Abrogazioni

1. L'articolo 17-septies, comma 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, è abrogato.

Art. 22.

Coordinamento con normativa fiscale

1. Le disposizioni tributarie vigenti in materia di accisa sono fatte salve.

Art. 23.

Disposizioni tariffarie

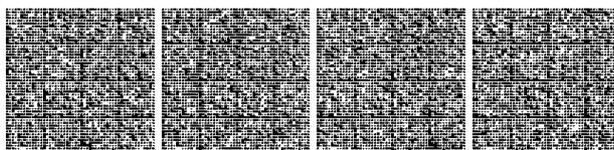
1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le spese per le attività di cui all'articolo 9 svolte dalla Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nonché le spese per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, anche finalizzate alle attività di dismissione, sono poste a carico del soggetto richiedente tramite il versamento del contributo di cui all'articolo 1, comma 110, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

2. Fermo restando quanto stabilito dal comma 1, a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le spese svolte dalla Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico per le attività di cui all'articolo 9 relative alla realizzazione e alla verifica di impianti e di infrastrutture energetiche il cui valore è di entità inferiore a 5 milioni di euro, nonché le spese per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, anche finalizzate alle attività di dismissione, sono poste a carico dei soggetti richiedenti, secondo tariffe determinate sulla base del costo effettivo del servizio reso.

3. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede, ai sensi dell'articolo 30, comma 4, della legge 24 dicembre 2012, n. 234, alla determinazione delle tariffe spettanti al Ministero dello sviluppo economico per le attività di cui al comma 2.

4. Le entrate derivanti dalla riscossione delle tariffe di cui al comma 3 affluiscono all'entrata del bilancio dello Stato per essere riassegnate, con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, ad appositi capitoli dello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico ai fini della copertura delle spese sostenute per le attività di cui al comma 2.

5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le spese per le attività svolte dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e dagli Uffici marittimi di cui al codice della navigazione quali autorizzazioni, permessi o concessioni, volte alla realizzazione e alla verifica di impianti e di infrastrutture energetiche, per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, comprese quelle relative al rilascio di concessioni demaniali marittime o per altre attività previste dal codice della navigazione e dal relativo regolamento di esecuzione,



sono poste a carico dei soggetti richiedenti, ai sensi dell'articolo 11 del regolamento al codice della navigazione e altre disposizioni in materia secondo tariffe determinate sulla base del costo effettivo del servizio reso.

6. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede, ai sensi dell'articolo 30, comma 4, della legge 24 dicembre 2012, n. 234, alla determinazione delle tariffe spettanti al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti per le attività di cui al comma 5.

7. Le entrate derivanti dalla riscossione delle tariffe di cui al comma 5 affluiscono all'entrata del bilancio dello Stato per essere riassegnate, con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, ad appositi capitoli dello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ai fini della copertura delle spese sostenute per le attività di cui al comma 5.

Art. 24.

Copertura finanziaria ed entrata in vigore

1. Dall'attuazione del presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le Amministrazioni interessate provvedono agli adempimenti previsti dal presente decreto con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

2. Il presente decreto entra in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana.

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. E fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 16 dicembre 2016

MATTARELLA

GENTILONI SILVERI, *Presidente del Consiglio dei ministri*

DELRIO, *Ministro delle infrastrutture e dei trasporti*

CALENDA, *Ministro dello sviluppo economico*

GALLETTI, *Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare*

PADOAN, *Ministro dell'economia e delle finanze*

MINNITI, *Ministro dell'interno*

ALFANO, *Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale*

ORLANDO, *Ministro della giustizia*

Visto, il Guardasigilli: ORLANDO

ALLEGATO I

(allegato II della direttiva 2014/94/UE)
previsto dagli articoli 4, 5 e 6

SPECIFICHE TECNICHE

1. Specifiche tecniche per i punti di ricarica

1.1. Punti di ricarica di potenza standard per veicoli a motore

I punti di ricarica di potenza standard a corrente alternata (AC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di prese fisse o connettori per veicoli del tipo 2, quali descritti nella norma EN62196-2. Mantenendo la compatibilità del tipo 2, tali prese fisse possono essere munite di dispositivi quali otturatori meccanici.

1.2. Punti di ricarica di potenza elevata per veicoli a motore

I punti di ricarica di potenza elevata a corrente alternata (AC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di connettori del tipo 2, quali descritti nella norma EN62196-2. I punti di ricarica di potenza elevata a corrente continua (DC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di connettori del sistema di ricarica combinato «Combo 2», quali descritti nella norma EN62196-3.

1.3. Punti di ricarica senza fili per veicoli a motore

1.4. Sostituzione di batterie per veicoli a motore

1.5. Punti di ricarica per veicoli a motore della categoria L

1.6. Punti di ricarica per autobus elettrici

1.7. Fornitura di elettricità lungo le coste destinata a navi adibite alla navigazione marittima

Fornitura di elettricità lungo le coste destinata a navi adibite alla navigazione marittima, nonché la progettazione, il montaggio e le prove dei sistemi, sono conformi alle specifiche tecniche della norma IEC/ISO/IEEE 80005-1.

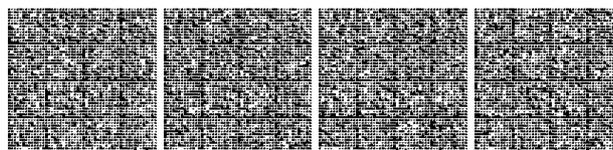
1.8. Fornitura di elettricità lungo le coste destinata a navi adibite alla navigazione interna.

2. Specifiche tecniche dei punti di rifornimento di idrogeno per veicoli a motore

2.1. I punti di rifornimento di idrogeno in zone aperte che forniscono idrogeno allo stato gassoso usato come carburante nei veicoli a motore sono conformi alle specifiche tecniche della norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile, e successive modifiche.

2.2. La purezza dell'idrogeno fornito nei punti di rifornimento è conforme alle specifiche tecniche della norma ISO 14687-2.

2.3. I punti di rifornimento di idrogeno utilizzano algoritmi per i carburanti e apparecchiature conformi alla norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile.



2.4. I connettori per veicoli a motore per l'alimentazione con idrogeno allo stato gassoso sono conformi alla norma ISO 17268 relativa ai connettori per il rifornimento dei veicoli a motore alimentati con idrogeno allo stato gassoso.

3. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di gas naturale

3.1. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di GNL per navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima

3.2. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di GNL per veicoli a motore

3.3. Specifiche tecniche per i connettori/serbatoi per GNC

I connettori/serbatoi per GNC devono essere conformi al regolamento n. 110 dell'UNECE (che fa riferimento alle parti I e II della norma ISO 14469).

3.4. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di GNC per veicoli a motore adottate con atti delegati.

ALLEGATO II

(allegato I della direttiva 2014/94/UE)
previsto dall'art. 20

RELAZIONE

La relazione contiene la descrizione delle misure adottate nell'ambito del Quadro Strategico Nazionale a sostegno della creazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. La relazione include almeno gli elementi seguenti:

1. Misure giuridiche

Le informazioni sulle misure giuridiche, che possono consistere in misure legislative, regolamentari o amministrative a sostegno della realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, quali licenze edilizie, licenze per la costruzione di parcheggi, certificazione ambientale delle imprese e concessioni per le stazioni di rifornimento.

2. Misure strategiche a supporto dell'attuazione del piano strategico nazionale

Le informazioni su tali misure includono i seguenti elementi:

— incentivi diretti per l'acquisto di mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi, o per la costruzione dell'infrastruttura,

— disponibilità di incentivi fiscali per promuovere i mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi e l'infrastruttura pertinente,

— uso di appalti pubblici a sostegno dei combustibili alternativi, compresi gli appalti congiunti,

— incentivi non finanziari sul versante della domanda: ad esempio, accesso preferenziale ad aree a circolazione limitata, politica dei parcheggi, corsie dedicate,

— valutazione della necessità di punti di rifornimento di jet fuel rinnovabile negli aeroporti della rete centrale della TEN-T,

— procedure tecniche e amministrative e normativa in relazione all'autorizzazione della fornitura di combustibili alternativi al fine di agevolarne il processo autorizzativo.

3. Misure a sostegno della realizzazione e della produzione

Stanzamenti nei bilanci pubblici annuali destinati alla realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, ripartiti per combustibile alternativo e per modo di trasporto (strada, ferrovia, vie navigabili e trasporto aereo).

Stanzamenti nei bilanci pubblici annuali destinati al sostegno degli impianti di produzione delle tecnologie per i combustibili alternativi, ripartiti per combustibile alternativo e per modo di trasporto.

Valutazione di eventuali esigenze particolari durante la fase iniziale della realizzazione delle infrastrutture per i combustibili alternativi.

4. Ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione

Stanzamenti nei bilanci pubblici annuali destinati al sostegno di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione sui combustibili alternativi, ripartiti per combustibile e per modo di trasporto.

5. Obiettivi

— stima del numero di veicoli che utilizzano combustibili alternativi previsti entro il 2020, 2025 e 2030,

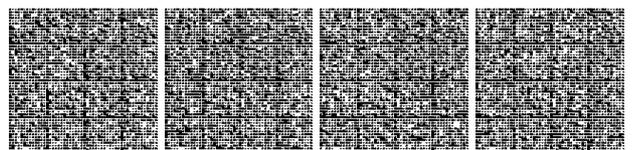
— livello di conseguimento degli obiettivi nazionali per la diffusione dei combustibili alternativi nei differenti modi di trasporto (strada, ferrovia, vie navigabili e trasporto aereo),

— livello di conseguimento degli obiettivi nazionali, anno per anno, per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi nei differenti modi di trasporto,

— informazione sulla metodologia applicata per tener conto dell'efficienza di ricarica dei punti di ricarica di potenza elevata.

6. Sviluppi delle infrastrutture per i combustibili alternativi

Evoluzione della domanda (capacità effettivamente utilizzata) e dell'offerta (capacità supplementare dell'infrastruttura).

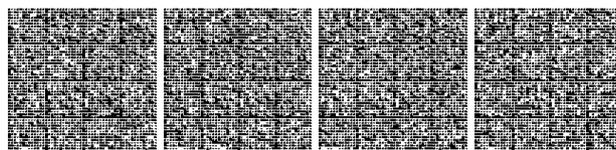


Quadro strategico nazionale

Sezione A: fornitura di elettricità per il trasporto

Prima sottosezione:

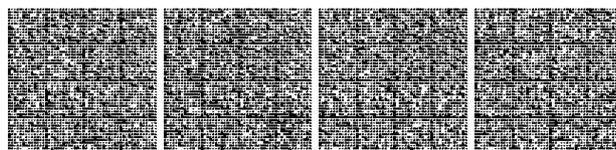
**Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica
dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNire),
di cui all'articolo 17 *septies* della
legge n. 134 del 7 agosto 2012.**



Quadro strategico nazionale

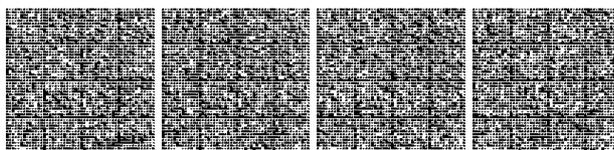
Sezione A: fornitura di elettricità per il trasporto

**Seconda sottosezione:
valutazione della necessità di fornitura di elettricità
alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e
nei porti della navigazione interna e
valutazione della necessità di installare sistemi di
fornitura di elettricità negli aeroporti per l'uso
da parte degli aerei in stazionamento**



INDICE**LISTA DELLE TABELLE****LISTA DELLE FIGURE**

- 2 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO STATO TECNOLOGICO**
 - 2.1 INTRODUZIONE
 - 2.2 LE NORME DI RIFERIMENTO
- 3 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO SCENARIO ITALIANO**
- 4 MISURE DI SOSTEGNO PER L'ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE**
- 5 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO STATO TECNOLOGICO**
- 6 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO SCENARIO ITALIANO**
- 7 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO – GLI IMPATTI SOCIALI**
- 8 MISURE DI SOSTEGNO PER LA FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO**
 - 8.1 AUTORITÀ AEROPORTUALI ED OPERATORI
 - 8.2 AIRLINE OPERATORS
- 9 ULTERIORI CONTRIBUTI ALLA RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE AEROPORTUALE**

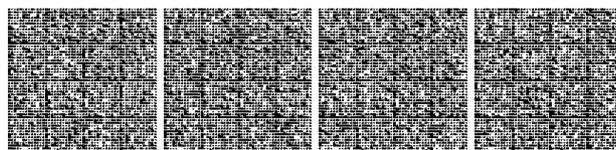
RIFERIMENTI**APPENDICE A:**

LISTA DELLE TABELLE**Tabella No.**

Tabella 1: Dati di Traffico Anno 2015 e variazioni su 2014 (Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)

LISTA DELLE FIGURE**Figura No.**

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT



1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

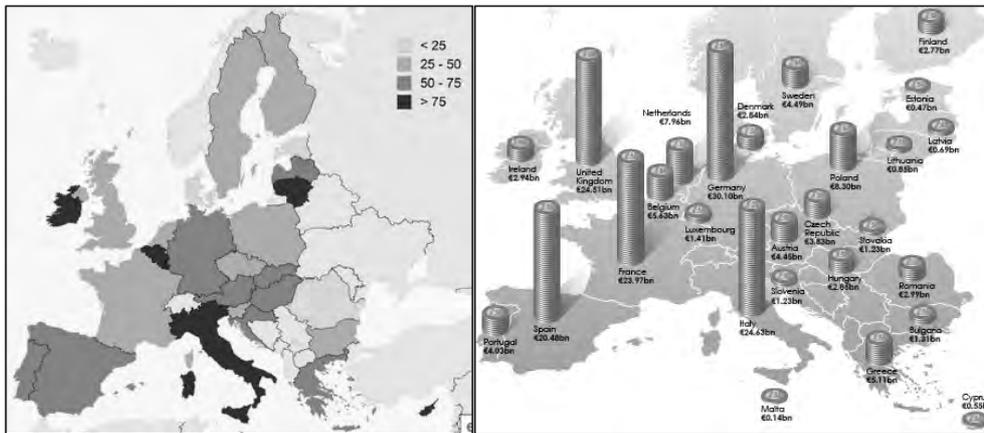


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite la fornitura di elettricità agli aeromobili in fase di stazionamento e l'elettrificazione delle banchine.



2 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO STATO TECNOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE

Il settore del trasporto marittimo di persone e cose contribuisce all'emissione di sostanze inquinanti nocive per l'aria costituendo pertanto un problema per le comunità portuali coinvolte.

L'aumento delle concentrazioni di Ossidi di Azoto (NOx), Ossidi di Zolfo (SOx), Particolato (PM) Idrocarburi incombusti (HC o VOCs - benzene, formaldeide, toluene, ecc.), Ossido di Carbonio (CO) costituiscono una minaccia per la salute pubblica nei porti e nelle aree circostanti.

Per queste ragioni, tra cui principalmente quelle legate alle emissioni in aria di gas ed inquinanti ad elevato impatto locale (NOx, SOx, PM) l'alimentazione di navi in porto tramite una sorgente elettrica esterna alla nave stessa sta diventando un argomento di cui tenere conto nella progettazione degli impianti elettrici navali e della logistica portuale.

Le prime navi ad adottare soluzioni di questo tipo, progettate cioè per poter spegnere i motori primi dei loro generatori quando in porto e per poter essere alimentate da sorgenti esterne (a terra), risalgono all'inizio degli anni 2000. Tale pratica, nata nei porti dell'Alaska e altri porti USA, è storicamente conosciuta come "cold ironing".

Tenendo conto della vita operativa di una nave, della percentuale di navi nuove che verosimilmente saranno realizzate per funzionare a gas naturale come combustibile alternativo, si presume che queste ultime saranno solo circa il 10/11 % delle navi circolanti entro il 2030 (fonte studio Lloyds Register Marine e dall'University of London).

La realizzazione di sistemi di fornitura di alimentazione elettrica lungo le banchine alle navi adibite alla navigazione marittima o alle navi adibite alla navigazione interna, quando ormeggiate, effettuata attraverso un'interfaccia standardizzata può pertanto rivestire un'importanza fondamentale per la riduzione delle emissioni nelle aree portuali. I benefici conseguenti si estenderebbero ad ampie fasce della popolazione costiera e consentirebbero la riqualificazione di aree portuali a fini turistici e commerciali.

Dal punto di vista tecnico, l'eventuale realizzazione di impianti di elettrificazione delle banchine, anche se non particolarmente complicato, richiederebbe comunque la collaborazione di tutte le entità coinvolte (pubbliche istituzioni, armatori, autorità portuali, gestori dei terminali portuali) per assicurare un elevato tasso di utilizzo a garanzia della sostenibilità commerciale dell'investimento e una massimizzazione della riduzione dell'impatto ambientale.

La necessità di un'alimentazione simultanea di più navi da crociera, che genera una richiesta di potenza molto elevata, potrebbe comportare di dover rafforzare la rete locale di trasmissione/distribuzione. Tale eventualità potrebbe essere un'opportunità rilevante per il miglioramento della qualità dell'energia di intere aree urbane afferenti alle rispettive realtà portuali.

2.2 LE NORME DI RIFERIMENTO

La normativa e la standardizzazione sono disponibili: nel 2012 è stato pubblicato congiuntamente da IEC - International Electrotechnical Commission, ISO - International



Organization for Standardization e IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers lo standard tecnico IEC/ISO/IEEE 80005-1 – Ed. 2012-07 - Utility connections in port – Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems – General requirements. L'intenzione di questo standard è quello di definire i requisiti di sicurezza e lo standard per le connessioni delle navi ai relativi terminali fornitori di energia.

Le soluzioni tecniche sono mature e sono già state installate su navi da crociera e da carico che approdano con regolarità in porti ove esiste la disponibilità di energia da terra per alimentare gli impianti elettrici delle navi (prevalentemente negli USA).

L'impatto sulla logistica portuale e sulla rete elettrica di alimentazione in alcuni casi non è trascurabile: relativamente alla fornitura di energia elettrica alle navi da crociera si prevede che, per ognuna di esse, sia necessaria una singola fornitura di almeno 16 MVA (preferibili 20 MVA) corrispondenti mediamente a 12.8 MWe.

In generale i limiti imposti per le emissioni inquinanti delle centrali termoelettriche sono tali da rendere comunque positivo l'impatto sull'ambiente, conseguente all'adozione di sistemi di alimentazione da terra delle navi in porto. Tale impatto è ancora più positivo qualora sia possibile generare l'energia richiesta dalle navi in siti lontani dagli abitati o con fonti rinnovabili.



3 ELETRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO SCENARIO ITALIANO

Recenti studi hanno evidenziato (Università di Trieste, studio sulla riqualificazione dell'area portuale di Trieste) che circa il 40% del costo dell'elettrificazione di due banchine per navi da crociera di grandi dimensioni (nel caso specifico in grado di alimentare due navi da crociera con 20 MVA di potenza ognuna) è rappresentato dalla linea di alta tensione che andrebbe portata fino alla cabina ed alle relative stazioni di trasformazione. Lo studio evidenzia le possibili sinergie tra elettrificazione del porto e infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici, la stessa linea potrebbe alimentare anche le stazioni di carica lente e veloci dei veicoli elettrici senza alcun aggravio di costi.

I sistemi di fornitura di alimentazione elettrica alle navi sono una tecnologia efficace non soltanto per la riduzione delle emissioni, ma anche per la riduzione dell'impatto acustico e delle vibrazioni generate dai motori attivi su navi ormeggiate in banchina.

Anche uno studio dell'Autorità Portuale di Genova dimostra come le navi da crociera e i traghetti ospitati mediamente nei soli bacini di carenaggio di Genova, se connesse con un impianto di elettrificazione delle banchine, potrebbero ridurre le emissioni di CO₂ di 19.000 tonnellate/anno, di NO_x e SO_x di un totale di 2.400 tonnellate all'anno.

La disponibilità di soluzioni per l'alimentazione elettrica in porto, in particolare per le navi da crociera costituirebbe un ulteriore fattore di attrattività dei porti Italiani, tenuto conto di quanto stia diventando importante la sostenibilità sociale ed ambientale.

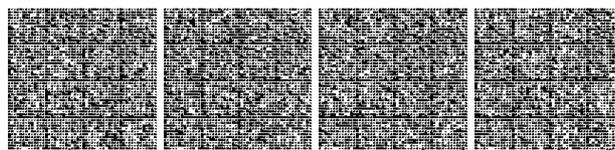
La presenza di standard globali per l'elettrificazione delle banchine garantisce la compatibilità di installazioni effettuate in Italia con quelle dislocate in ogni altro porto mondiale, massimizzando il fattore di utilizzo dei sistemi installati.

L'evoluzione tecnologica dei sistemi di controllo delle reti intelligenti consente un miglioramento sensibile dell'efficienza energetica in tutta l'area portuale e delle zone adiacenti, che deve integrare anche la parte relativa all'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici e degli altri carichi elettrici portuali. A questo proposito si cita uno studio dell'Università Sapienza di Roma che propone un approccio integrato alla gestione energetica dei porti, che include gli impianti di alimentazione delle navi in banchina, i carichi per la movimentazione delle merci (gru) e la relativa conservazione (celle frigorifere) ed apre ad altri carichi elettrici tra cui l'infrastruttura dei veicoli elettrici pubblici e privati.

Ogni porto presenta specifiche peculiarità legate alla posizione geografica, alla sua rete di interconnessione infrastrutturale terrestre (strade, autostrade, ferrovie), alla tipologia di traffico marittimo e alla vicinanza o meno ad un centro urbano.

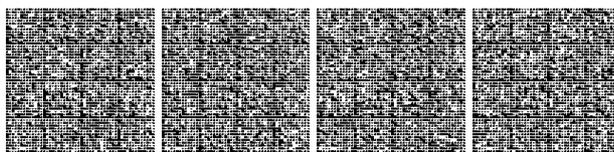
Il successo ambientale e commerciale di qualsiasi sistema di elettrificazione delle banchine deve essere soggetto ad un accurato studio di fattibilità e ad una valutazione caso per caso, al fine di ottimizzare il dimensionamento dell'impianto e massimizzarne l'utilizzo da parte degli operatori portuali e degli armatori.

La valutazione sull'opportunità di elettrificare un porto od alcune banchine dello stesso potrà essere fatta applicando il principio della valutazione dei costi e benefici derivanti dalle installazioni stesse, come indicato dalla Direttiva 2014/94. A tal fine si potranno utilizzare, secondo necessità, alcuni degli elementi della metodologia suggerita dalla Commissione Europea, che permette di quantificare le esternalità, o la riduzione delle stesse.



Nello specifico si può quantificare una riduzione degli inquinanti ad impatto locale (SO_x, NO_x, PM) a cui si unisce una riduzione della CO₂ emessa, soprattutto ove venga integrata in un sistema di produzione di energia pulita, da fonti rinnovabili.

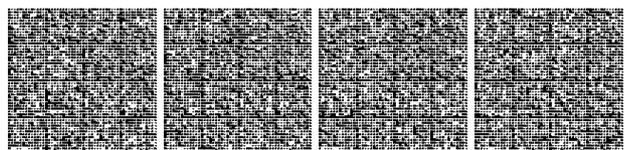
Molti porti italiani hanno già redatto o stanno sviluppando diversi studi sull'impatto economico-ambientale dell'elettificazione delle banchine e tutti concordano sul determinante contributo della elettificazione dei porti alla effettiva riduzione delle emissioni inquinanti misurabili, e molti tengono conto del bilancio costi benefici oppure analizzano i vantaggi di un approccio energetico integrato all'area portuale.



4 MISURE DI SOSTEGNO PER L'ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHE

Particolare attenzione per ciascun progetto deve essere riservata alla sostenibilità finanziaria che, oltre all'investimento iniziale in macchinari capaci di fornire energia elettrica con le caratteristiche adeguate al maggior numero possibile di navi (e quindi con tensioni che possono variare dai 440 V ai 690 V, dai 6,6 kV agli 11 kV e con frequenze di 50 o 60 Hz), deve tenere conto della sfruttabilità dell'impianto (previsione di quante navi, tra quelle già pronte per poter essere alimentate da terra, approderanno nel porto in un determinato periodo) e del costo finale per l'utente (tale costo deve risultare competitivo rispetto al costo dei combustibili navali che permettono di ottemperare ai limiti imposti per legge in materia di emissioni navali).

Pertanto, a seguito di approfondite considerazioni locali di carattere ambientale, di traffico marittimo, di generazione e disponibilità di energia elettrica dalla rete nazionale, si potrà stabilire caso per caso, porto per porto, l'opportunità di dotarlo di impianto di alimentazione elettrica per navi.



5 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO STATO TECNOLOGICO

Ogni aereo, in volo o a terra, necessita di una alimentazione di energia elettrica, 115 V e 400 Hz per operazioni di sicurezza e di controllo del velivolo stesso. Durante il rullaggio, l'energia elettrica è generata da apparecchiature di bordo che forniscono energia / potenza per funzioni diverse dalla propulsione, ad esempio l'unità di alimentazione ausiliaria (APU - Auxiliary Power Unit) situata nella parte posteriore del velivolo. Quando l'aeromobile è parcheggiato, l'APU può essere utilizzata per alimentare il velivolo durante l'imbarco e lo sbarco dei passeggeri, la pulizia, l'avviamento del motore, ecc. e, soprattutto, per alimentare l'impianto di climatizzazione. Tuttavia, queste operazioni generano un alto livello di gas serra (ad esempio, per un per B747-400 sono necessari 550 l/h di kerosene) e provocano una rumorosità di circa 80 decibel (dB), misurata nella area di stazionamento, con una efficienza stimata dell'APU compresa tra il 10 e il 14%.

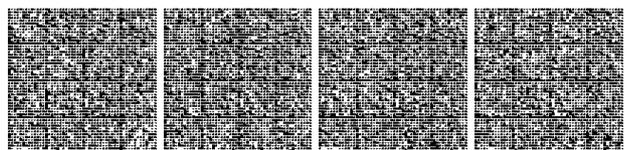
L'installazione di un impianto di fornitura di energia elettrica negli aeroporti per l'uso da parte degli aerei in stazionamento è una opportunità cruciale per i terminal per ridurre al minimo il consumo di carburante, le emissioni acustiche e di CO2 derivanti.

Relativamente alle tecnologie disponibili ci sono metodi alternativi per la fornitura di energia e aria condizionata per gli aeroplani in stazionamento (oltre all'APU):

- Impianti fissi di distribuzione dell'energia elettrica (FEGP - Fixed Electrical Ground Power), collegati alla rete elettrica dell'aeroporto, in grado di alimentare il sistema di aria condizionata degli aeromobili. Dal momento che nella maggior parte degli aeroporti la rete elettrica opera su 50 o 60 Hz, sono necessari convertitori di frequenza per passare ai 400 Hz richiesti per il funzionamento dell'aereo. Questi possono essere installati in due modi:
 - Sui pontili di imbarco e sbarco dei passeggeri, controllati elettricamente sia per la connessione sia per il riavvolgimento, una volta concluse le operazioni, oppure
 - Su supporti fissi posizionati sull'asfalto nei pressi dell'ogiva del velivolo parcheggiato che possono essere interrati o fuori terra.
- Impianti di aria pre-condizionata (APC - Pre-conditioned air system), utilizzando apparecchiature a terra. I sistemi azionati elettricamente non richiedono combustibile liquido, il livello di rumore è di 70 dB, e la loro efficienza è fino al 50% (per i sistemi centrali in termini di consumo di energia primaria). In termini comparativi, secondo la scala logaritmica, una rumorosità di 70 dB nella area di stazionamento invece di 80 dB corrisponde ad una riduzione della rumorosità di 10 volte.

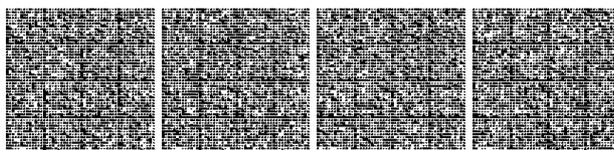
Questi impianti alternativi alle APU possono essere forniti di motori diesel portatili, oppure concepiti come sistemi localizzati puntuali o centralizzati:

- le unità portatili a terra con motore diesel (GPU) e le unità di condizionamento d'aria possono essere montate sulla parte posteriore di un camion o rimorchio per una maggiore mobilità nelle aree di stazionamento;
- i sistemi localizzati puntuali (POU - Point of Use) rendono disponibile l'infrastruttura primaria necessaria per il riscaldamento, la ventilazione ed il condizionamento dell'aria (HVAC) in corrispondenza delle postazioni in cui sostano gli aeromobili;



- i sistemi centralizzati infine producono in un sistema centrale la loro funzione primaria (riscaldamento, ventilazione o condizionamento) che giunge agli aeromobili attraverso una rete di distribuzione, spesso integrata con il sistema centralizzato del terminal aeroportuale.

Poiché ognuno di questi tipi di sistemi alternativi può essere utilizzato per soddisfare i requisiti di carico e potenza per più tipi di velivolo, la scelta di quale sistema alternativo per implementare è basata su diversi fattori legati a costi, requisiti di infrastruttura e considerazioni operative. Numerosi standard internazionali possono essere impiegati nella selezione dei fornitori al fine di garantire l'efficienza dell'infrastruttura installata.



6 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO SCENARIO ITALIANO

Nei principali aeroporti italiani aperti al traffico commerciale sono presenti piazzole di sosta dotate di apparati di alimentazione di energia elettrica sottobordo (400 Hz) per gli aeromobili.

In particolare nei tre gates intercontinentali (così come definiti dal DPR 201/2015 che ha individuato gli aeroporti di interesse nazionale: aeroporti di Fiumicino, Malpensa e Venezia) i sopracitati apparati sono disponibili per oltre l'80% delle piazzole presenti.

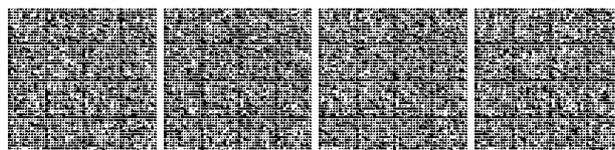
I suddetti dispositivi di rifornimento sottobordo sono anche disponibili nella quasi totalità degli aeroporti con traffico superiore ai 1,5 milioni di pax/anno, in percentuale variabile.

Dati di Traffico Anno 2015 (Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)

**Tabella 1: Dati di Traffico Anno 2015 e variazioni su 2014
(Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)**

N.	AEROPORTO	MOVIMENTI	%	PASSEGGERI	%
1	Alghero	12.551	-9,1	1.677.967	2,4
2	Ancona	12.395	-2,9	521.065	8,4
3	Bari	36.886	13,0	3.972.105	8,0
4	Bergamo	76.078	12,4	10.404.625	18,6
5	Bologna	64.571	-0,7	6.889.742	4,7
6	Bolzano	11.915	-2,2	35.141	-46,4
7	Brescia	8.239	9,6	7.744	-42,8
8	Brindisi	18.042	4,5	2.258.292	4,4
9	Cagliari	31.167	-8,6	3.719.289	2,2
10	Catania	54.988	-8,2	7.105.487	-2,7
11	Comiso	3.458	21,5	372.963	13,6
12	Cuneo	4.908	-14,0	129.847	-45,3
13	Firenze	34.269	0,3	2.419.818	7,5
14	Foggia	1.043	-57,7	1.942	-67,0
15	Genova	19.280	3,8	1.363.240	7,5
16	Grosseto	1.661	-10,0	3.183	-32,0
17	Lamezia Terme	21.524	-5,9	2.342.452	-2,8
18	Milano Linate	118.650	4,8	9.689.635	7,4
19	Milano Malpensa ¹	160.484	-3,8	18.582.043	-1,4
20	Napoli	60.261	1,4	6.163.188	3,4
21	Olbia	28.272	-1,0	2.240.016	5,3
22	Palermo	42.407	0,4	4.910.791	7,4
23	Parma	5.946	-15,2	187.028	-9,0

¹ Inclusi movimenti e passeggeri Bergamo, relativi al periodo in cui le attività aeronautiche si sono fermate alcuni giorni in coincidenza con l'ultima fase dei lavori di rifacimento della pista e ammodernamento delle infrastrutture di volo.



N.	AEROPORTO	MOVIMENTI	%	PASSEGGERI	%
24	Perugia	5.963	72,6	274.027	30,9
25	Pescara	10.324	53,2	612.875	10,1
26	Pisa	39.515	1,7	4.804.812	2,6
27	Reggio Calabria	6.858	-7,1	492.612	-5,8
28	Roma Ciampino ²	53.153	6,2	5.834.201	16,1
29	Roma Fiumicino ²	315.217	1,0	40.463.208	4,8
30	Torino	44.261	4,2	3.666.424	6,8
31	Trapani	11.607	-7,4	1.586.992	-0,7
32	Trieste	14.672	-4,9	741.776	0,2
33	Treviso	18.402	3,4	2.383.307	6,0
34	Venezia	81.946	5,4	8.751.028	3,3

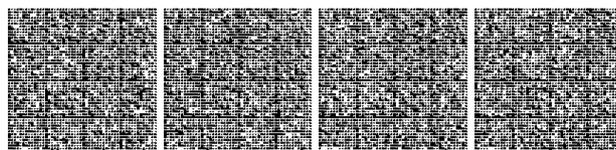
Negli aeroporti caratterizzati da volumi di traffico più bassi, ad eccezione di pochi casi, non sono fruibili piazzole con alimentazione elettrica sottobordo.

A margine di quanto sopra, si evidenzia che l'Action Plan per la riduzione dei livelli di CO₂, definito dall'Italia per rispondere alle specifiche risoluzioni dell'ICAO, promuove l'aumento del numero delle piazzole di sosta fornite di alimentazione elettrica sottobordo.

Come precedentemente riportato, la maggior parte degli aeroporti italiani che operano un servizio commerciale sono già dotati, per lo meno parzialmente, di installazioni per la fornitura di energia elettrica agli aeromobili in fase di stazionamento, ulteriori installazioni sono previste essere sviluppate.

La valutazione dell'opportunità di incrementare ulteriormente il numero di installazioni potrà essere fatta applicando il principio della valutazione dei costi e benefici derivanti dalle installazioni stesse, come indicato dalla Direttiva 2014/94. A tal fine si potranno utilizzare, secondo necessità, alcuni degli elementi della metodologia suggerita dalla Commissione Europea.

² Nel periodo Mag-Lug 2015, per ragioni operative, parte del traffico di Fiumicino è stato trasferito a Ciampino



7 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO – GLI IMPATTI SOCIALI

La valutazione se e dove procedere con le installazioni necessarie alla fornitura di energia elettrica agli aerei in fase di stazionamento può essere fatta sulla base di una mappatura delle diverse categorie di aeroporti, del loro profilo di traffico aereo e delle strutture aeroportuali attualmente disponibili, i piani di azione possono essere studiati, insieme alle industrie del settore del trasporto aereo, per determinare la strategia ottimale di azione ed il livello ottimale di coordinamento, che potrebbe essere nazionale così come regionale.

Una volta che sia stata stabilita la necessità di un'azione strategica concreta (mediante una valutazione Costi Benefici), gli organismi di regolamentazione possono impostare linee guida normative in materia di utilizzo della APU mentre gli aerei stazionano in aeroporto e fornire incentivi finanziari per l'installazione di tali sistemi.

I principi ispiratori del piano d'azione possono essere trovati nel programma AGR (Aircraft on the Ground CO₂ Reduction), sviluppato dalla BAA attraverso la Sustainable Aviation coalition³.

Il programma fornisce una guida pratica per aiutare le compagnie aeree, i fornitori di servizi per la navigazione aerea, le società di assistenza a terra e gli operatori aeroportuali per ridurre le emissioni di CO₂ dei movimenti aerei a terra ed ha già portato a notevoli risparmi:

- una quantità stimata di circa 100.000 tonnellate di CO₂ annue risparmiate ad Heathrow, derivante dalla riduzione dell'utilizzo del motore durante il rullaggio così come dall'uso di FEGP e PCA;
- circa il 20% di risparmi in termini di incremento di efficienza per ciascun movimento per le attuali attività a terra degli aeromobili, con potenziali ulteriori sviluppi per il futuro;
- questo si traduce in circa 6 milioni di tonnellate di CO₂ ogni anno a livello mondiale (stimato dalla IATA).

³ Sustainable Aviation CO₂ Road-Map 2012, disponibile sul sito: <http://www.sustainableaviation.co.uk/wp-content/uploads/2015/09/SA-Carbon-Roadmap-full-report.pdf>



8 MISURE DI SOSTEGNO PER LA FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO

8.1 AUTORITÀ AEROPORTUALI ED OPERATORI

Le autorità aeroportuali e gli operatori sono fattori chiave per la realizzazione di infrastrutture alternative e centrale per l'agevolazione del suo utilizzo da parte degli operatori delle compagnie aeree. In genere, gli aeroporti che hanno installato FEGP e PCAs impostare restrizioni per l'uso di APUs.

Oltre a fornire infrastrutture alternative, gli aeroporti potrebbero garantire che le strutture a terra siano ben mantenute e la disponibilità sia elevata, al fine di creare una fiducia nella possibilità di un loro utilizzo costante.

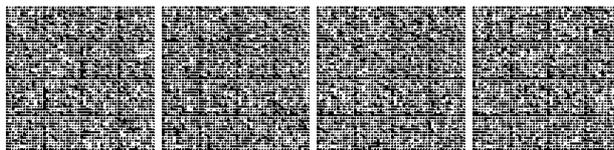
Gli Aeroporti potrebbero anche collaborare con gli operatori aerei e di terra garantendo che le strutture terminalistiche dell'aeroporto siano adeguate, adatte allo scopo e ben tenute e che ci sia stata una sufficiente formazione mirata a garantire che queste strutture siano utilizzate in modo efficiente e sicuro.

8.2 AIRLINE OPERATORS

Gli operatori aerei hanno un ruolo da svolgere per accrescere l'uso di infrastrutture alternative. Alcune compagnie aeree stabiliscono procedure aggiuntive al fine di limitare l'uso dell'APU, in funzione del tipo di velivolo, del peso effettivo al momento del decollo e a seconda delle caratteristiche dell'aeroporto (altitudine, la lunghezza della pista, ecc).

Poiché l'uso di carburante aeronautico nel APU è costoso e inefficiente, si raccomanda che gli operatori di bordo e gli operatori di terra seguano procedure nel usare le dotazioni del terminal aeroportuale, che, se seguite, possono far risparmiare carburante, ridurre significativamente il rumore e le emissioni di gas serra. Le seguenti regole non valicano mai le normative di sicurezza né i controlli del velivolo:

- 1. Nel Terminale Aeroportuale, le installazioni di terra come FEGP e PCA alimentati dalla rete elettrica, devono essere sempre utilizzate ove previste,**
- 2. Quando queste non sono disponibili, dovrebbero essere utilizzate per le unità di condizionamento i GPU portatili alimentati a gasolio perché riducono l'utilizzo di carburante, emissioni e rumore rispetto all'APU,**
- 3. Quando FEGP, PCA o GPU non sono disponibili, dovrebbe essere usato il sistema APU di bordo ed i relativi generatori e flussi d'aria dal compressore (ad alta pressione e temperatura).**
- 4. Se nessuna di queste tecnologie è disponibile dovrebbe essere usato come ultima risorsa i generatori azionati dal motore principale e il flusso dell'aria.**

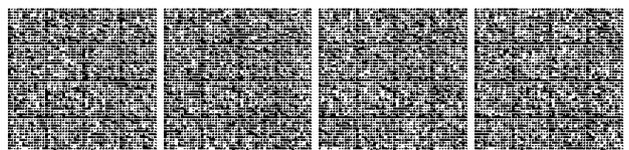


9 ULTERIORI CONTRIBUTI ALLA RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE AEROPORTUALE

Nel settore aeroportuale i Gestori hanno da tempo avviato iniziative ed interventi volti alla riduzione del consumo di energia primaria, e conseguentemente delle emissioni di CO₂, e considerevoli progressi sono già stati realizzati, sia con azioni intraprese a livello nazionale, sia tramite la partecipazione a programmi europei. A ciò si aggiungono le azioni inserite nei nuovi contratti di programma che le società di gestione intendono adottare entro il 2020, sulla base dei modelli emanati dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti.

Sulla base delle informazioni fornite da Assaeroporti, a partire dai dati comunicati dai principali Gestori che complessivamente rappresentano circa il 90% del traffico complessivo del sistema aeroportuale italiano, corrispondente a oltre 135 milioni di passeggeri, risulta il seguente quadro:

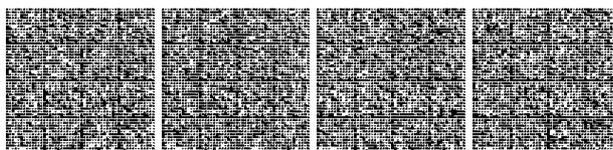
- Aeroporti che rappresentano l'84% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi volti all'efficientamento degli impianti di illuminazione, come ad esempio la installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza (LED) o di sistemi di controllo automatico della luminosità degli ambienti; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'87% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 78% del traffico aereo nazionale hanno già avviato interventi per l'efficientamento degli impianti di produzione energetica (termica/elettrica/frigorifera) tramite cogenerazione, trigenerazione o installazione di unità per il trattamento dell'aria (UTA) ad elevata efficienza; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'84% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 41% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di riqualificazione e/o realizzazione di componenti dell'involucro edilizio ad elevate prestazioni in termini di trasmittanza termica; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 57% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 58% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di Green Procurement; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 60% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 59% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di Personnel Training comprendente iniziative di formazione e sensibilizzazione sulle tematiche ambientali ed il corretto uso dell'energia, rivolte al personale aeroportuale; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 64% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano l'82% del traffico aereo nazionale hanno già promosso l'adozione di protocolli gestionali e strumenti organizzativi per la migliore conduzione degli impianti tecnologici e la pianificazione degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica delle infrastrutture aeroportuali; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'84% del traffico complessivo;
- Alcuni aeroporti prevedono di realizzare entro il 2020 interventi riguardanti l'installazione di impianti fotovoltaici e di adottare materiali fotocatalitici per le aree di viabilità;



- L'Accreditamento ACI Europe Airport Carbon Accreditation è stato conseguito da aeroporti che gestiscono il 51% del traffico aereo ed è previsto raggiungere il 65% nel 2020.

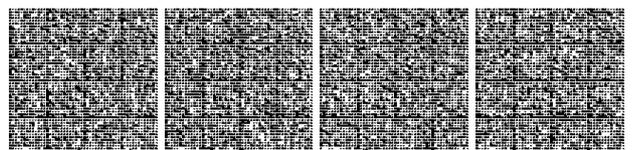
In merito agli interventi che saranno attuati dai Gestori aeroportuali per la riduzione delle esternalità ambientali connesse all'attività aeroportuale, programmati nell'ambito dei rinnovi dei contratti di programma vi sono ad esempio i seguenti indicatori-obiettivo definiti dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti:

- Nuovi impianti di illuminazione in sostituzione di quelli esistenti con apparecchi a basso consumo (LED, fluorescenti, etc.)
- Installazione dei componenti opachi di involucro al di sotto dei valori limite di trasmittanza indicati dalla normativa
- Installazione dei componenti trasparenti di involucro al di sotto dei valori limite di trasmittanza indicati dalla normativa
- Riduzione del consumo di energia mediante sistemi di gestione degli apparati di Illuminazione
- Riduzione del consumo di energia mediante impianti di condizionamento ad elevata efficienza
- Produzione di energia alternativa tramite installazione di impianti fotovoltaici
- Produzione di energia elettrica, termica e frigorifera tramite impianti di cogenerazione e rigenerazione
- Produzione di energia termica ed elettrica tramite impianti alimentati da biomasse reperibili localmente
- Produzione di energia elettrica, termica e frigorifera tramite impianti di cogenerazione e rigenerazione
- Produzione di energia elettrica e termica tramite impianti geotermici a bassa entalpia



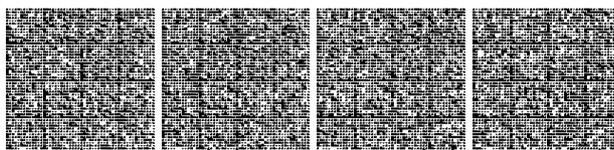
Quadro strategico nazionale

Sezione b: Fornitura di idrogeno per il trasporto stradale



INDICE**LISTA DELLE TABELLE****LISTA DELLE FIGURE**

- 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI**
- 2 LO STATO TECNOLOGICO**
- 3 SCENARI EUROPEI**
- 4 SCENARI ITALIANI**
 - 4.1 DIMENSIONAMENTO DEL PARCO VEICOLI FCEV
 - 4.2 PRODUZIONE DELL'IDROGENO PER IL SETTORE DEI TRASPORTI
 - 4.3 INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE
- 5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO**
- 6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'**
 - 6.1 LA PROSPETTIVA DEL CONSUMATORE
 - 6.2 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂ E DI ALTRI INQUINANTI DANNOSI ALLA SALUTE UMANA
- 7 MISURE DI SOSTEGNO**
 - 7.1 MISURE DI SOSTEGNO ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO E BARRIERE
 - 7.2 BARRIERE ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO
 - 7.3 MISURE GIURIDICHE
- 8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO**
- 9 ABBREVIAZIONI, ACRONIMI, UNITÀ DI MISURA E BIBLIOGRAFIA**
 - 9.1 ABBREVIAZIONI E ACRONIMI
 - 9.2 UNITÀ DI MISURA
 - 9.3 BIBLIOGRAFIA

RIFERIMENTI**APPENDICE A:**

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

Tabella 2: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 2050

Tabella 3: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione dell'idrogeno per il trasporto

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Figura 2: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità

Figura 3: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità

Figura 4: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

Figura 5: Costo d'acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

Figura 6: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV

Figura 7: La stazione idrogeno di Bolzano

Figura 8: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H₂ fino al 2050

Figura 9: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)

Figura 10: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento a idrogeno previsto in Francia

Figura 11: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 2050

Figura 12: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 2050

Figura 13: Scenario MobilitàH2IT, domanda H₂ alla pompa veicoli FCEV fino al 2050

Figura 14: Scenario MobilitàH2IT, produzione H₂ fino al 2050

Figura 15: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H₂ fino al 2050

Figura 16: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 2050

Figura 17: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 2050

Figura 18: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2020 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Figura 19: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Figura 20: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al Reference Scenario fino al 2050

Figura 21: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici Europei e Nazionali necessari fino al 2025



1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

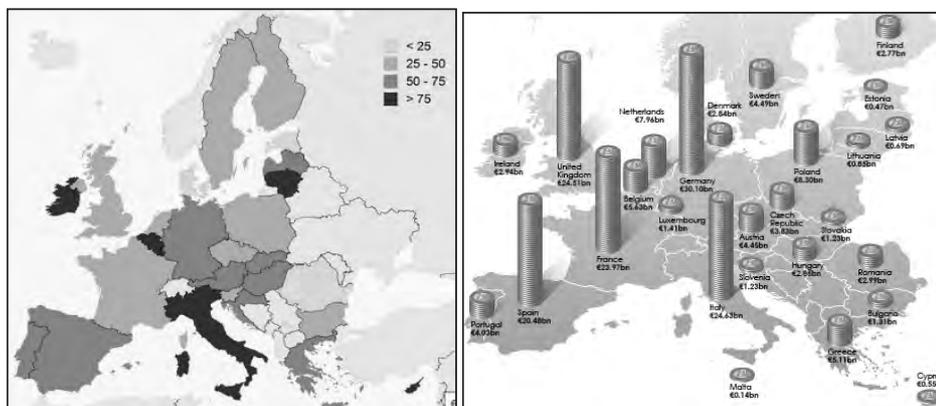
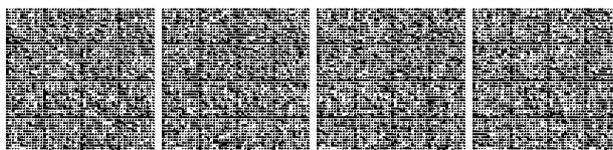


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo dell'idrogeno.



2 LO STATO TECNOLOGICO

La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta rappresenta una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico) e la riduzione delle emissioni di CO₂.

In particolare il trasporto su strada è un grande emettitore di anidride carbonica ed è necessario il passaggio a modi di trasporto più efficienti, come il trasporto di passeggeri e merci su rotaia. In alternativa, una sostanziale decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada può essere ottenuta:

- 1) aumentando la quota di uso diretto di energia elettrica in veicoli elettrici a batteria (BEVs) e veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEVs);
- 2) aumentando in modo significativo la quota di biocarburanti sostenibili (in particolare biometano), in combinazione con motori ad alta efficienza ibridi a combustione interna (ICEs) e PHEVs;
- 3) utilizzando FCEVs veicoli elettrici alimentati da idrogeno prodotto a basso tenore di carbonio.

Tutte e tre le opzioni possono contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni (Figura 2), ma devono superare diverse barriere.

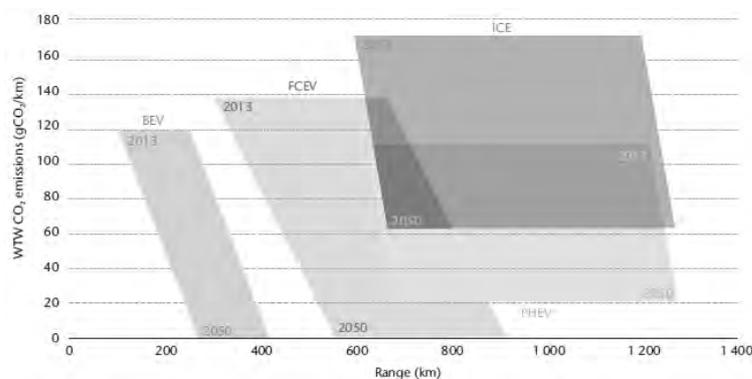
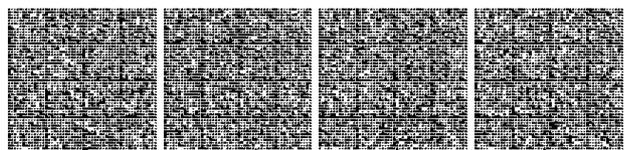


Figura 2: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità

I veicoli BEVs possono attingere da una produzione di energia elettrica e da un'infrastruttura di trasporto e distribuzione (T&D) già esistenti, nonché fare affidamento sul fatto che il loro impatto in termini di emissioni di CO₂ sarebbe ridotto dalla decarbonizzazione già in atto nel settore elettrico. In ogni caso occorre considerare che le batterie riscontrano un serio compromesso tra capacità e peso, nonché l'incertezza sull'autonomia e i lunghi tempi di ricarica che sono grandi preoccupazioni per l'accettabilità dell'utente finale. Nel caso dei biocarburanti, la produzione solleva dubbi per quanto riguarda la sostenibilità e la sottrazione



dal settore alimentare umano ed animale, in particolare tenendo conto che una considerevole quantità di biocarburanti saranno necessari per decarbonizzare il trasporto di merci su lungo raggio (su strada, aerei e marittimo).

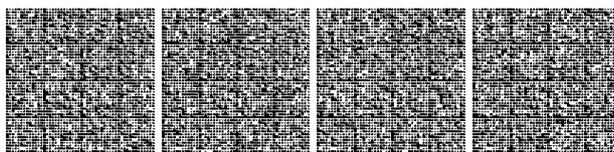
I veicoli FCEV possono fornire un servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi e, allo stesso tempo, contribuire agli obiettivi di miglioramento dell'indipendenza energetica e di sicurezza climatica.

Le performance di stoccaggio dell'idrogeno sono migliori rispetto a quelle delle batterie elettriche (Figura 3). È possibile infatti immagazzinare 6 kg di idrogeno (circa 200 kWh) compresso a 700 bar in un serbatoio dal peso complessivo di 125 kg e dal volume di 260 litri, mentre per immagazzinare metà di quest'energia (100 kWh) in batterie elettriche agli ioni di litio occorrono 830 kg di peso e 670 litri di volume. Un serbatoio di 260 litri può rientrare perfettamente nel volume, necessariamente ridotto, di un veicolo, offrendo un'autonomia di 600 km, comparabile con quella offerta dai veicoli a benzina e chiaramente superiore alle ridotte autonomie dei veicoli a batteria BEVs attualmente sul mercato. Da ultimo, e diversamente dalle batterie, le performance di stoccaggio di un serbatoio di idrogeno non si deteriorano con il numero di cariche e scariche o con l'esposizione a temperature estreme.



Figura 3: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità

Attualmente circa 540 FCEVs (autovetture e autobus) sono in attività come vettura pilota in tutto il mondo, in particolare in Europa (192), Stati Uniti, Giappone, Corea del Sud (Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015). I veicoli FCEVs sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno immagazzinato in un serbatoio pressurizzato e una cella a combustibile per la produzione di energia a bordo. I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa. I veicoli FCEVs sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada (fuel economy) è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di ricarica inferiori ai 5 minuti.



Nonostante i costi delle autovetture FCEV sono ad oggi elevati¹, il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala (Figura 4, (En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015)).

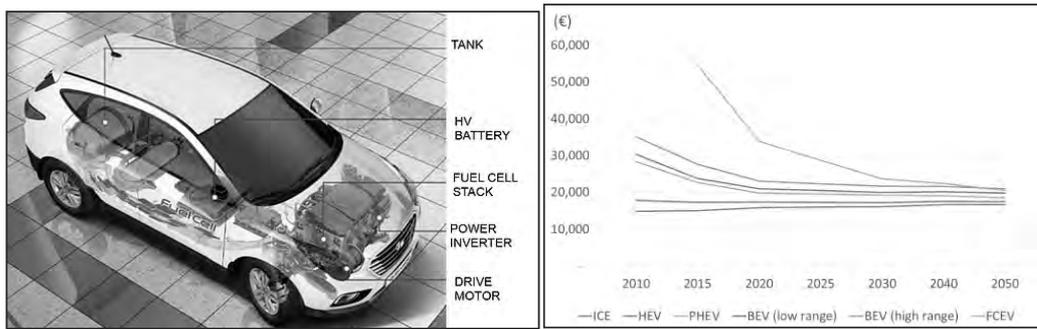
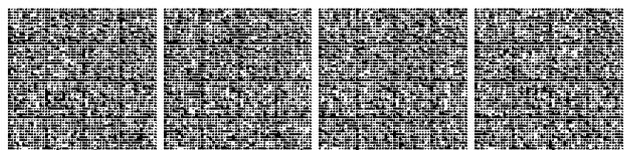


Figura 4: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

A conferma dell'interesse nella tecnologia FCEV, alcune delle maggiori case automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle fuel cell ad idrogeno nei loro piani strategici e dai primi prototipi si è passati rapidamente, negli ultimissimi anni, alla produzione su scala commerciale.

Varie sperimentazioni hanno coinvolto anche il trasporto pubblico, sin dai primi anni '90. Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su circa 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura. Un totale di 84 autobus FCEV sono operativi, o in procinto di esserlo, in 17 città e regioni in 8 paesi europei. Le autonomie quotidiane arrivano fino a 450 km, con efficienze di consumo di circa 8-9 kg di H₂/100 km, i tempi di rifornimento sono inferiori a 10 minuti. Gli autobus FCEV sono in grado di raggiungere lo stesso chilometraggio quotidiano degli autobus diesel convenzionali, hanno piena flessibilità di rotta e non richiedono alcuna infrastruttura lungo il percorso. La piattaforma europea "Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking" sta attivamente promuovendo e finanziando diversi progetti, da 10 fino a più di 20 autobus FCEV per località. I futuri costi d'acquisto degli autobus FCEV dipenderanno dalla rapidità nel raggiungere effetti di scala e dal cammino tecnologico seguito. In un percorso in grado di cogliere sinergie di tecnologia con il mercato FCEV automobilistico (Automotive FC), i costi d'acquisto e i TCO (Total Cost of Ownership) potrebbero essere pressoché alla pari con la tecnologia diesel ibrida entro il prossimo decennio (Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015) (Figura 5).

¹ I prezzi annunciati fino ad oggi sono stati fissati, per le autovetture, a circa 60.000 euro.



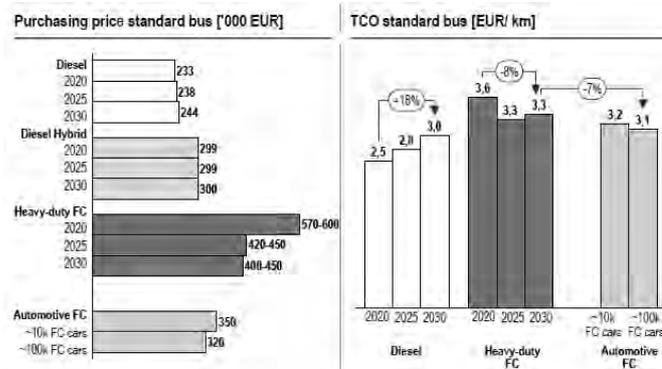


Figura 5: Costo d'acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere alimentate in due diversi modi:

- 1) Produzione di idrogeno in sito direttamente nella stazione di rifornimento;
- 2) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati e trasporto alla stazione di rifornimento.

Sia nella produzione in sito, che nella produzione centralizzata, è possibile l'utilizzo di elettrolizzatori o steam methane reformers (SMR). Ogni approccio ha i suoi vantaggi e compromessi. Mentre la produzione centralizzata di idrogeno offre economie di scala per minimizzare il costo di generazione dell'idrogeno, la necessità di distribuire l'idrogeno comporta costi di trasporto. Per la generazione di idrogeno decentralizzata è vero esattamente il contrario.

In una prospettiva di incremento della produzione elettrica mediante fonti rinnovabili, appare strategico localizzare la produzione di idrogeno da elettrolisi in prossimità dei siti di produzione da RES (sia in modalità in sito che centralizzata), sfruttandone la produzione in surplus. Questi impianti, dotati di propri sistemi di accumulo, avranno maggiori caratteristiche di dispacciabilità, le fonti rinnovabili diventeranno "più programmabili".

Garantire una densità minima di stazioni di rifornimento di idrogeno è un prerequisito fondamentale per raggiungere l'interesse dei consumatori e garantire un ampio mercato per i veicoli FCEV. Attualmente è stimato che circa 300 stazioni sono già state realizzate, principalmente dalle aziende Air Liquide, Linde, Air Products (partner italiano è il Gruppo SAPIO), H₂ Logic, particolarmente in Germania, Giappone, Stati Uniti (California) e in Nord Europa (Danimarca e Olanda) negli ultimi dieci anni (Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015.). Sia in Germania che in Giappone ci sono piani per costruire varie decine di nuove stazioni di rifornimento di idrogeno nei prossimi anni, in modo da completare l'esistente rete.

Le caratteristiche progettuali di una stazione di rifornimento di idrogeno sono determinate dalla domanda giornaliera di idrogeno, dalla modalità di stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli (ad esempio la pressione a 350 bar o 700 bar), e il modo in cui l'idrogeno viene consegnato o prodotto in stazione.



Il rischio di investimento associato con lo sviluppo delle stazioni di rifornimento è dovuto principalmente all'elevato investimento di capitale e ai costi operativi, nonché il sottoutilizzo degli impianti durante la prima fase di sviluppo del mercato FCEV, che può portare a un flusso di cassa negativo nei primi 10-15 anni (Figura 6).

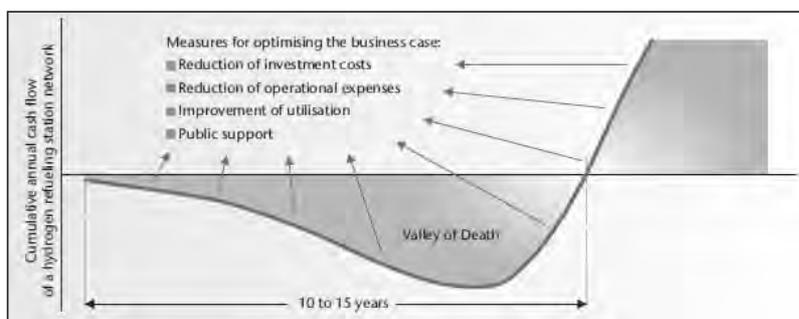


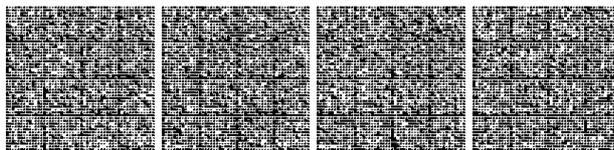
Figura 6: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV

Questa lunga "valle della morte" può essere minimizzata riducendo i costi di capitale e di esercizio e massimizzando l'utilizzo della risorsa, ma per coprire il periodo di flusso di cassa negativo, il sostegno pubblico appare necessario durante la fase di introduzione sul mercato dei veicoli FCEV.

Inoltre nella progettazione delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno è importante l'armonizzazione delle norme europee e la loro essenzialità: i costi possono infatti diminuire, anche considerevolmente, se si riducono le prescrizioni normative nazionali che vanno oltre gli standard europei. Infine, sarà fondamentale garantire snellezza nelle pratiche autorizzative, evitando che tempi burocratici lunghi possano scoraggiare gli operatori del settore e rallentare la transizione verso una mobilità sostenibile.

Approfondimento: IL PROGETTO H2 ALTO ADIGE

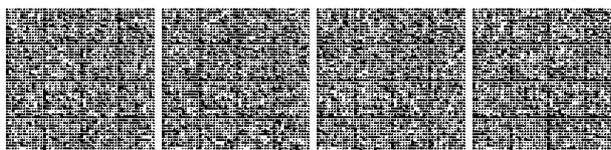
In Italia spicca il progetto H2 Alto Adige. Produrre idrogeno, ovvero "carburante made in Alto Adige" generato tramite energie rinnovabili, stoccarlo, rifornire le silenziose vetture elettriche a emissioni zero per raggiungere una graduale indipendenza energetica, questa è l'idea alla base del progetto H2 di Bolzano. L'Alto Adige, nel 2006, ha deciso di perseguire questo importante obiettivo, attraverso una stretta collaborazione con l'Autostrada del Brennero SpA e grazie al sostegno del FESR, il Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale. L'impianto di produzione di Bolzano è considerato uno dei più grandi e innovativi a livello mondiale. I tre elettrolizzatori modulari sono in grado di produrre fino a 345 kg/giorno. L'idrogeno compresso e stoccato sotto forma gassosa attualmente può rifornire fino a 15



autobus urbani (con tratte giornaliere di 200-250 km) o fino a 700 vetture. Contemporaneamente alla messa in servizio del centro idrogeno sono stati avviati i progetti europei HYFIVE e CHIC.



Figura 7: La stazione idrogeno di Bolzano



3 SCENARI EUROPEI

Numerosi studi hanno recentemente analizzato possibili scenari di transizione energetica nel settore dei trasporti, con estensioni temporali fino al 2050.

Nel settore autovetture, nel “Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells” (Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015), pubblicato dall’IEA nel Giugno 2015, viene presentato uno scenario di introduzione delle autovetture FCEV fino al 2050 (Figura 8). Per quanto riguarda le autovetture FCEV, l’IEA prevede per i tre principali mercati, Stati Uniti, EU4 (Francia, Germania, Regno Unito, Italia) e Giappone i seguenti target commerciali:

- 2020: saranno in circolazione circa 30,000 FCEVs;
- 2025: le vendite annue raggiungono i 400,000 FCEVs;
- 2030: le vendite cumulate raggiungono gli 8 milioni di FCEVs (2,3 milioni di vendite annue);

2050: la quota di FCEVs sul totale delle vendite di autovetture è di circa il 30% (25% lo share sullo stock complessivo dei veicoli in circolazione), la frazione di veicoli convenzionali ICE e ibridi senza la possibilità di inserimento nella rete elettrica dovrà scendere a circa il 30% del parco veicoli.

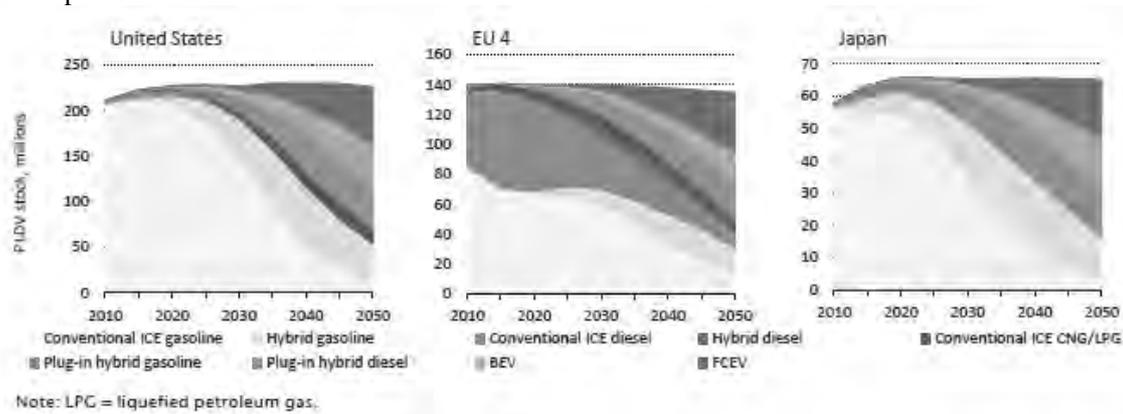


Figura 8: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high H₂ fino al 2050

Inoltre, per comprendere gli impatti macro-economici della transizione verso una mobilità alternativa, nell'arco di tempo 2010-2050, il Report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs” (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) ha sviluppato e analizzato cinque scenari di evoluzione tecnologica. Tali Scenari sono riassunti in Tabella 1.

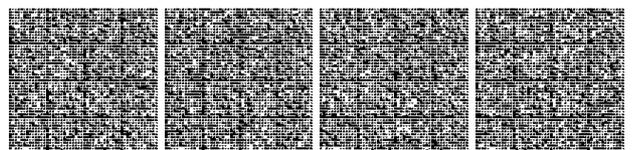
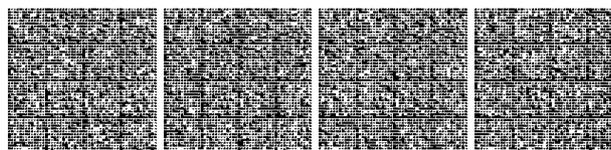


Tabella 1: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report “Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs”

Nome Scenario	Descrizione
<i>Reference Scenario (REF)</i>	Le emissioni di CO ₂ delle nuove vendite di autoveicoli in Europa rimangano agli attuali livelli di 135 g/km, la corrente suddivisione tra veicoli diesel e benzina rimane invariata e nessun ulteriore tecnologia viene introdotta per migliorare l'efficienza.
<i>Current Policy Initiatives (CPI)</i>	Raggiungimento dell'obiettivo proposto alle autovetture di 95 g/km nel 2020 e ai furgoni di 147 g/km nel 2020. Nessun ulteriore obiettivo politico viene fissato dopo il 2020, ci saranno comunque alcuni ulteriori progressi nella riduzione del consumo di carburante, guidati dalla preoccupazione dei consumatori per le emissioni di CO ₂ , dall'incremento nel prezzo del carburante e dal proseguimento nell'esistente sviluppo tecnologico (tasso di miglioramento inferiore all'1% all'anno dopo il 2020). L'introduzione di veicoli HEV nel nuovo parco auto raggiunge il 5% nel 2020, il 12 % nel 2030 e il 22 % entro il 2050.
<i>Scenario Tech1</i>	Lo scenario si propone di esplorare l'impatto di un'introduzione ambiziosa di veicoli HEV. Si presuppone una penetrazione di mercato per gli HEV del 10 % sulle nuove vendite di veicoli nel 2020, del 50 % nel 2030 e del 96 % nel 2050.
<i>Scenario Tech2</i>	Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli HEV del 20 % nelle vendite di nuovi veicoli nel 2020, 42% nel 2030, 10 % nel 2050. I veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) vengono introdotti al 2.5 % nel 2020, 37 % nel 2030, 90 % nel 2050.
<i>Scenario Tech3</i>	Questo scenario presuppone un ritmo più rapido di introduzione dei veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV), possibile con apposite misure di sostegno. Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli elettrici avanzati del 9.5 % nel 2020, 80 % nel 2030 e 100 % nel 2050. I veicoli HEV raggiungono, nelle vendite di nuovi veicoli, il 20 % nel 2020, il 15 % nel 2030, il 0 % nel 2050.

Le innovazioni indagate negli scenari Tech1, Tech2 e Tech3 hanno portato alle seguenti conclusioni:

- Le emissioni dirette di CO₂ delle auto e dei furgoni vengono ridotte tra il 64 % e il 93 % entro il 2050, contribuendo al raggiungimento dell'obiettivo UE di riduzione delle emissioni complessive dei trasporti del 60%.
- Le emissioni degli inquinanti dannosi alla salute sono drasticamente tagliate, l'NOx di oltre l'85 %, il particolato fine di oltre il 70%.
- I consumatori selezionano i loro veicoli sulla base di un'ampia gamma di fattori, di cui il costo del capitale è solo un elemento. Nel calcolo dell'impatto complessivo sugli automobilisti legato al miglioramento nell'efficienza dei veicoli, è anche utile guardare al “Costo Totale di Proprietà” (Total Cost of Ownership, TCO), che include i costi del



carburante e la manutenzione. Utilizzando un tasso di sconto del 5 % i TCO delle diverse tecnologie automobilistiche sono attesi convergere verso il 2020 (ad eccezione dei FCEV), con il TCO di tutti i propulsori inferiore a quello del 2010, nonostante la previsione di un significativo (circa +30%) aumento del prezzo dei combustibili (Figura 9). Invece i veicoli FCEV avvicinano i TCO delle altre tecnologie a partire dal 2030.

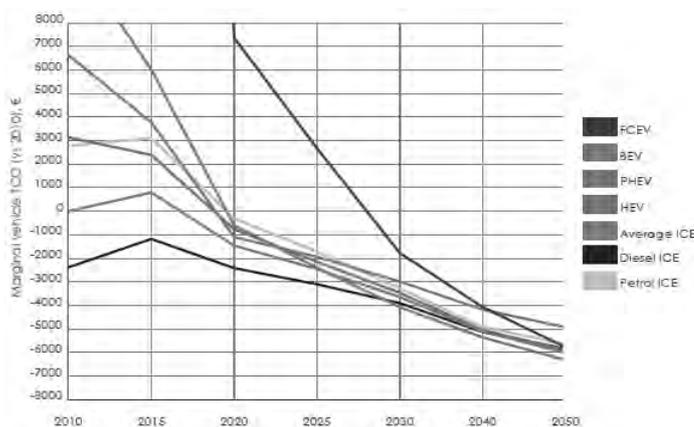
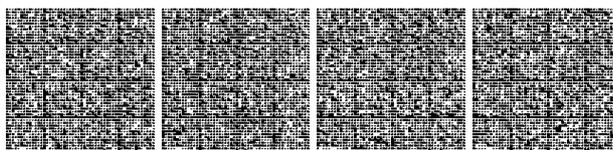


Figura 9: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)

- Il passaggio a combustibili alternativi, può avere un impatto positivo sull'economia europea. In primo luogo, porta a una maggior efficienza nei veicoli.
- Gli investimenti nelle infrastrutture per il rifornimento hanno un impatto positivo sul PIL, perché stimolano l'industria nazionale e richiedono un alto input di lavoro nella catena di fornitura.
- L'Europa eccelle nella tecnologia per il settore automobilistico, un aumento della spesa per veicoli a basse emissioni di carbonio creerà lavoro. Tra 660.000 e 1,1 milioni di nuovi posti di lavoro (al netto dell'intera forza lavoro) potranno essere generati entro il 2030. Nel 2050, questi valori salgono tra 1.9 e 2.3 milioni di nuovi posti di lavoro. La transizione verso veicoli a basse emissioni di carbonio genererà la domanda di nuove competenze nella forza lavoro. L'Europa potrà sviluppare adeguati percorsi formativi per far crescere le necessarie competenze nella sua futura forza lavoro.
- L'analisi suggerisce anche che la tassazione della maggior attività economica risultante da un passaggio ai veicoli a basse emissioni in gran parte compensa le entrate fiscali perse dalla vendita dei combustibili convenzionali (benzina e diesel).

Passando al settore autobus, a livello europeo è prevista l'attuazione di progetti dimostrativi su larga scala, con un totale da circa 300 a 400 autobus FCEV in Europa entro il 2020 [19].



Questo scenario prevede un volume totale di 8,000-10,000 autobus FCEV necessari fino al 2025.

Alcune importanti iniziative europee hanno già iniziato a sostenere l'introduzione dell'idrogeno come carburante per il trasporto attraverso lo sviluppo e l'attuazione di una strategia nazionale. Queste sono :

- Regno Unito: "UK H2 Mobility" (www.ukh2mobility.co.uk);
- Francia: "Mobilité hydrogène France" (www.afhypac.org) (Figura 10);
- Scandinavia: "Scandinavian Hydrogen Highway Partnership" (www.scandinavianhydrogen.org);
- Germania: "H2 Mobility" (h2-mobility.de).

Le prime indicazioni quantitative risultano essere:

Paese	FCEV 2020	FCEV 2025	FCEV 2030	HRS 2020	HRS 2025	HRS 2030
Regno Unito	-	-	1.600.000	-	-	1.150
Francia	2.500	167.000	773.000	21	355	602
Germania	156.000	658.000	1.773.000	377	779	992

Iniziative simili sono in fase di lancio anche in altri paesi europei come Austria, Belgio, Finlandia, Paesi Bassi, Svizzera.

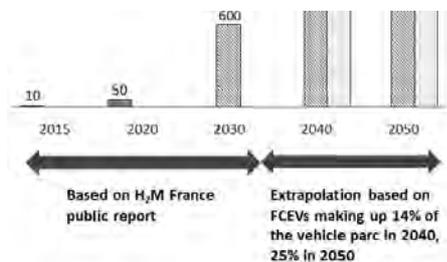
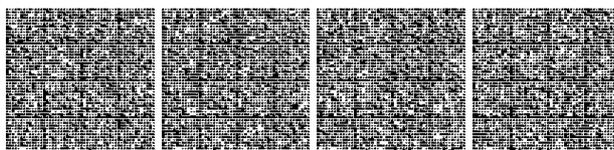


Figura 10: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento a idrogeno previsto in Francia

I progetti di cui sopra dimostrano che lo sviluppo di idrogeno come combustibile alternativo è possibile quando si trova:

- una strategia stabilita per diffondere le stazioni di rifornimento di idrogeno;
- un forte sostegno del governo nazionale e locale (legislativo e finanziario);
- una presenza importante di attori industriali nel campo dell'idrogeno;
- un potenziale di produzione di idrogeno "green".

Questi possono essere riconosciuti come elementi fondamentali per la definizione di una strategia per la mobilità a idrogeno.



4 SCENARI ITALIANI

Il seguente contesto caratterizza lo stato attuale del settore dei trasporti in Italia:

- Al 2014 il settore dei trasporti rappresentava il 31,8 % dei consumi finali totali di energia (38.117 ktep su un totale di 119.769 ktep)².
- Al 2013 le emissioni atmosferiche attribuibili al settore trasporti rappresentavano il 24% delle emissioni totali nazionali (104,9 Mt CO_{2eq} su un totale di 438,0 Mt CO_{2eq})³.
- L'Italia è il Paese dell'Unione europea che registra più morti premature a causa dell'inquinamento dell'aria. In Italia nel 2012 59.500 decessi prematuri sono attribuibili al particolato fine (PM 2,5), 3.300 all'ozono (O₃) e 21.600 al biossido di azoto (NO₂) (Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report).
- Per quanto riguarda il trasporto su strada, al 2014 la consistenza del parco veicolare è risultata pari a circa 49,2 milioni di veicoli, tra cui: 37,1 milioni di autovetture, 6,5 milioni di motocicli, 3,9 milioni di autocarri per merci, 97.914 autobus. Tra le autovetture la predominanza è netta per l'alimentazione a benzina (51%) e gasolio (41%), seguono le alimentazioni ibride benzina/GPL (6%) e benzina/metano (2%). Allo stato attuale, la presenza di veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) è pressoché nulla. (Annuario Statistico ACI 2015)

La definizione degli obiettivi nazionali è basata su una modellazione analitica di dettaglio estesa fino al 2050, prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- obiettivi ambientali per la riduzione dei gas serra e delle emissioni inquinanti;
- futura flotta di veicoli alternativi attesi per diversi orizzonti temporali e stima della domanda futura di idrogeno⁴;
- produzione dell'idrogeno e aumento della rete di alimentazione (cioè l'implementazione di un'infrastruttura adeguata) per favorire lo sviluppo della mobilità alternativa e, di conseguenza, per soddisfare le future esigenze della domanda.

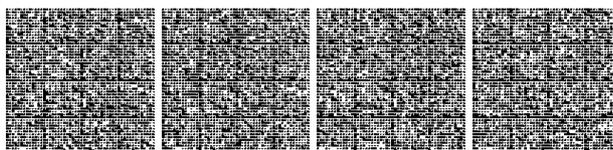
L'intera analisi è stata scomposta nelle seguenti aree:

1. Dimensionamento del parco veicoli FCEV;
2. Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti;
3. Integrazione delle rinnovabili elettriche;
4. Dimensionamento delle stazioni di rifornimento;

² I dati del bilancio energetico nazionale MiSE

³ I dati delle emissioni di gas ad effetto serra sono di fonte UNFCCC così come comunicati per l'Italia da ISPRA secondo il mandato stabilito dal Decreto legislativo 51/2008

⁴ Lo scenario di introduzione dell'idrogeno nella mobilità italiana (denominato Scenario MobilitàH2IT), proposto in questa sezione è stato modellato tenendo conto degli studi di riferimento illustrati nel precedente Capitolo, adattandoli al contesto italiano



5. La prospettiva del consumatore;
6. Riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti dannosi alla salute umana;
7. Misure di sostegno allo sviluppo dell'idrogeno.

4.1 DIMENSIONAMENTO DEL PARCO VEICOLI FCEV

La vendita di autovetture FCEV proposta nello Scenario MobilitàH2IT è riportata in Figura 11 per il contesto italiano⁵. Lo scenario di vendita in Italia delle autovetture FCEV pone come punto di partenza un'introduzione di 1.000 autovetture entro il 2020, per poi raggiungere uno stock di circa 27.000 al 2025 (0,1% del parco veicoli italiano), circa 290.000 al 2030 (0,7% del parco veicoli italiano) e circa 8,5 Milioni al 2050 (20% del parco veicoli italiano).

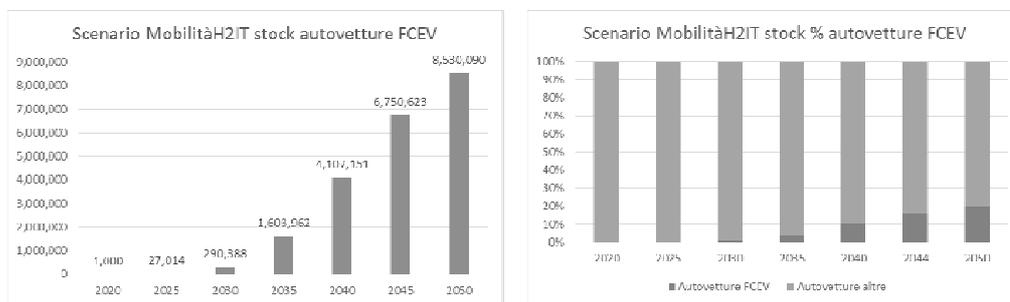


Figura 11: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 2050

Passando agli autobus, lo scenario di ramp-up italiano è indicato in Figura 12⁶. Lo scenario di vendita in Italia degli autobus FCEV prevede obiettivi più ambiziosi rispetto alle autovetture. Gli operatori del trasporto pubblico, attivi in ambito cittadino, dovranno infatti garantire un ruolo guida nella transizione verso una mobilità alternativa, specialmente nelle prime fasi di mercato. Il punto di partenza è posto nell'introduzione di 100 autobus entro il 2020, per poi raggiungere uno stock di circa 1.100 al 2025 (1,1 % dello stock totale), circa 3.700 al 2030 (3,8 % dello stock totale) e circa 23.000 al 2050 (25,0 % dello stock totale).

⁵ Nel calcolo dello stock autovetture FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni

⁶ Nel calcolo dello stock autobus FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni



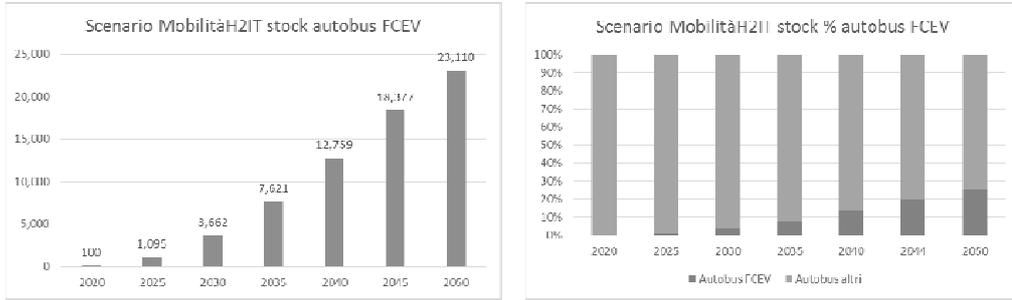


Figura 12: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 2050

Un notevole miglioramento nella fuel economy delle autovetture e degli autobus FCEV è atteso fino al 2050, incrementando la competitività con i veicoli convenzionali ICE, soggetti anch'essi a miglioramenti ma in maniera meno marcata. Questo fa sì che la percentuale di finanziamento per gli acquirenti (eco-bonus), nella copertura del costo addizionale dei veicoli FCEV, potrà essere ridotta progressivamente.

La domanda di idrogeno alla pompa delle autovetture FCEV e degli autobus FCEV introdotti nello Scenario MobilitàH2IT, è indicata in Figura 13. Al 2020 è prevista una domanda alla pompa di circa 2.000 kg/giorno, portata a circa 25.600 kg/giorno al 2025.

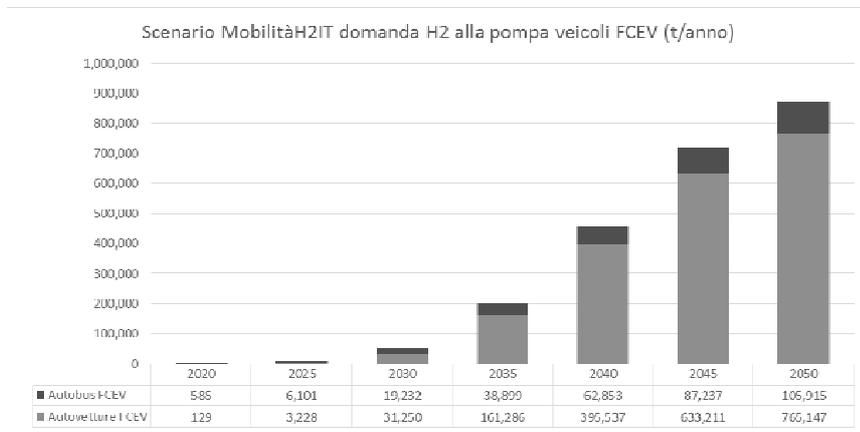


Figura 13: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 2050



4.2 PRODUZIONE DELL'IDROGENO PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

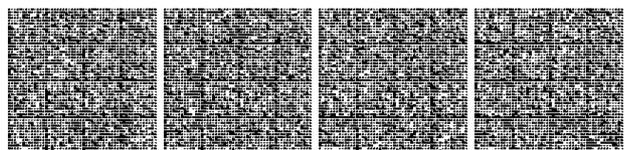
Negli scenari proposti l'idrogeno può essere prodotto secondo quattro diverse modalità operative:

- 1) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante SMR (H₂ da SMR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
- 2) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante elettrolisi da rinnovabili (H₂ da ELR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
- 3) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica da rete (H₂ da ELG OS);
- 4) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica rinnovabile (H₂ da ELR OS).

Attualmente, più del 95% dell'idrogeno viene prodotto da fonti fossili. La produzione centralizzata di idrogeno da SMR, a basso costo, permetterà di agevolare il periodo di transizione iniziale 2020-2030. Superata questa fase tutta la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi. In particolare dovrà essere particolarmente incentivato l'utilizzo di energia rinnovabile prodotta on-site (autoconsumo). Lo Scenario MobilitàH2IT prevede una rapida transizione verso una produzione di idrogeno "green" da elettrolisi e il raggiungimento di risultati ambiziosi in termini di:

- 1) Maggior contributo dei veicoli FCEV nella riduzione delle emissioni di CO₂;
- 2) Maggior indipendenza energetica nazionale;
- 3) Maggior potenzialità di integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico).

La produzione di idrogeno, con relativo mix, nello Scenario MobilitàH2IT è indicata in Figura 14. Al 2020 è prevista una domanda di produzione pari a circa 2.500 kg/giorno (circa 1.500 kg/giorno da SMR e circa 1.000 kg/giorno da elettrolisi), portata a circa 32.000 kg/giorno al 2025 (circa 12.800 kg/giorno da SMR e circa 19.200 kg/giorno da elettrolisi).



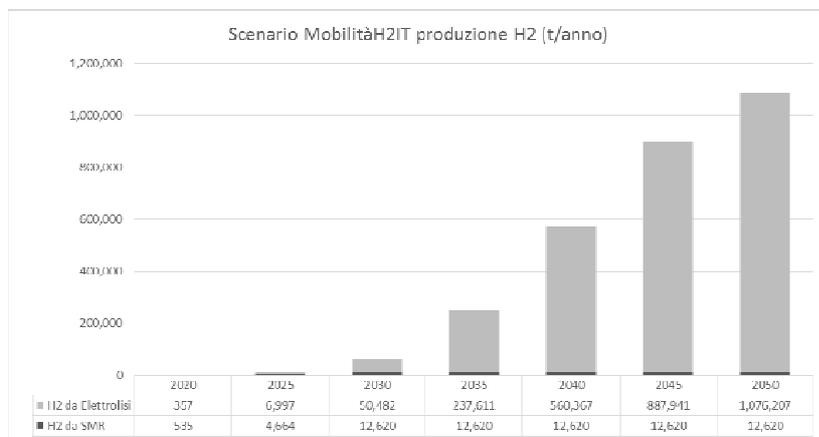


Figura 14: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 2050

In Figura 15 sono stati analizzati e comparati i costi di produzione e trasporto dell'idrogeno nelle quattro modalità operative precedentemente descritte. Il costo di produzione e trasporto dell'idrogeno è calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento (CAPEX), costi finanziari, costi dell'energia primaria (gas ed elettricità), costi operativi e di manutenzione (OPEX), margine di guadagno sulla produzione, costi di trasporto e margine di guadagno sul trasporto, così come sulla base di parametri tecnici quali l'efficienza di conversione e il life-time.

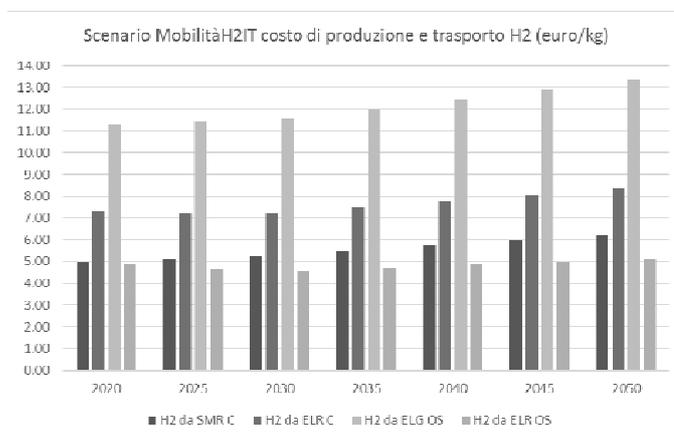
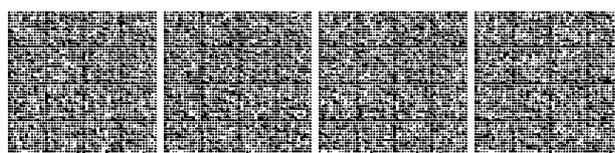


Figura 15: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H2 fino al 2050



4.3 INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta potrebbe rappresentare una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico). In particolare potrebbe essere di grande interesse l'accumulo mediante power to fuel: l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato poi come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti. La Figura 16 quantifica il potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche offerto nello Scenario MobilitàH2IT: circa 2,3 TWh/anno al 2030, circa 24,7 TWh/anno al 2040, circa 47 TWh/anno al 2050.

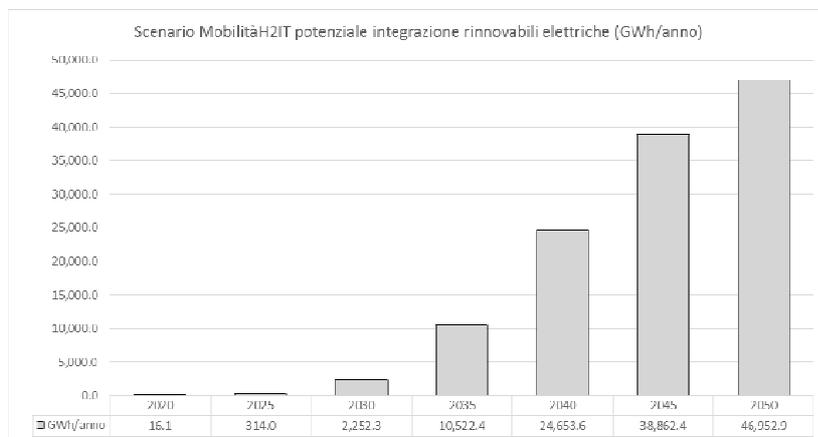
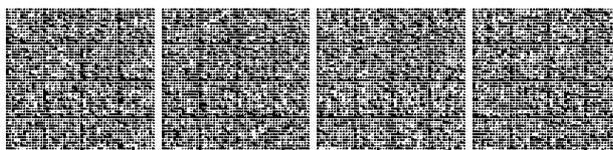


Figura 16: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 2050



5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

La configurazione dell'infrastruttura di rifornimento è determinata da molti parametri, tra cui: la domanda di idrogeno, la densità di popolazione dell'ambiente urbano, ipotesi sulla necessaria prossimità di una stazione rispetto ad un'altra per i consumatori. Per necessità operative, autovetture e autobus saranno serviti da stazioni di rifornimento diverse.

Le stazioni più piccole saranno costruite nelle due fasi iniziali di captive fleet (2020-2022 e 2023-2025), a servizio di piccole flotte di veicoli. Nella prima fase 2020-2022 si prevedono captive fleets fino a 99-109 autovetture e fino a 10-11 autobus, con stazioni rispettivamente da 50 kg/giorno e 200 kg/giorno. Nella seconda fase 2023-2025 si prevedono captive fleets fino a 222-229 autovetture e fino a 29 autobus, con stazioni rispettivamente da 100 kg/giorno e 500 kg/giorno. La costruzione di piccole stazioni permette il rapido raggiungimento di una copertura minima delle principali arterie di trasporto (TEN-T) e dei principali centri abitati, garantendo il successivo passaggio alla mass transportation. Dopo questa fase iniziale è prevista solamente la costruzione di stazioni di grande taglia, 500 kg/giorno per le autovetture (in grado di rifornire fino a 1169 autovetture/giorno al 2026) e 1000 kg/giorno per gli autobus (in grado di rifornire fino a 60 autobus/giorno al 2026), economicamente attrattive per gli operatori del settore.

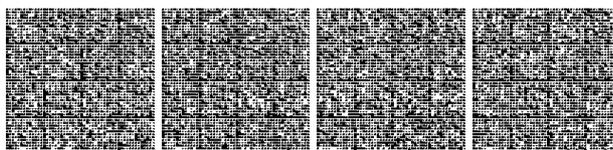
L'approccio captive fleet permette i seguenti benefici:

- I mezzi di trasporto e le stazioni di rifornimento dell'idrogeno saranno sviluppati una volta identificato un numero sufficiente di clienti locali;
- Un adeguato fattore di carico (AL) per le stazioni di rifornimento già dai primi anni, evitando rischi di sottoutilizzo;
- Notevole riduzione della necessità di investimento.

Le captive fleet sono flotte di veicoli con modelli di guida e di rifornimento prevedibili. Ogni flotta fa riferimento ad una specifica stazione di rifornimento. Esempi di captive fleet sono le flotte di taxi, veicoli per la consegna della merce, le flotte di veicoli per i dipendenti comunali, per le forze dell'ordine, veicoli della posta, flotte di veicoli aziendali. Tali utenze devono essere coinvolte per il successo della prima fase di introduzione sul mercato.

Lo Scenario MobilitàH2IT utilizza le seguenti assunzioni per quanto riguarda le stazioni di rifornimento dell'idrogeno:

- annual load factor (AL) delle stazioni di rifornimento pari al 70 % fino al 2020 e al 75% nel periodo successivo per le autovetture e 80% fino al 2020 e 90 % nel periodo successivo per gli autobus;
- costi finanziari pari al 7 % (Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015),
- margine di guadagno per le stazioni di rifornimento pari al 20 %.



Numero e tipologia delle stazioni di rifornimento, per autovetture FCEV e autobus FCEV, nello Scenario MobilitàH2IT è indicato in Figura 17.

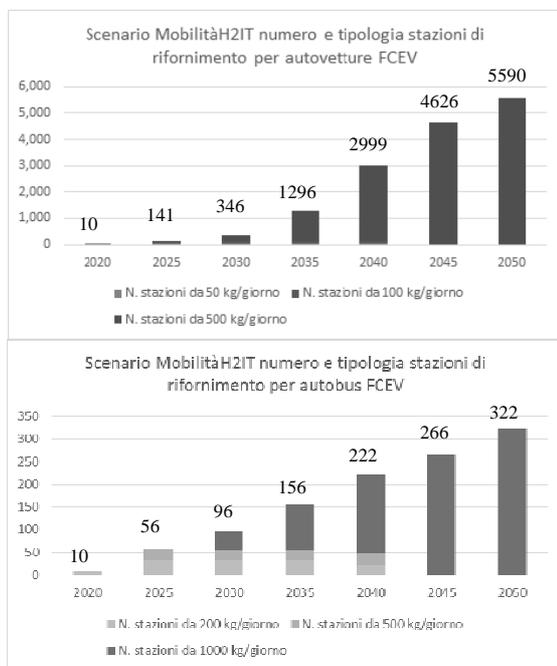
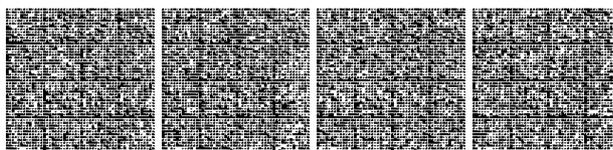


Figura 17: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 2050

In Figura 18 e in Figura 19 è indicata una possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV previste al 2020 e al 2025. La scelta dell'ubicazione rispetta i seguenti criteri:

- città già attive o in fase progettuale avanzata per la sperimentazione del trasporto idrogeno, alla data di redazione del presente documento (Bolzano, Milano, Sanremo, Roma, Venezia, Brunico, Rovereto);
- popolazione residente nel comune (priorità ai comuni con maggior popolazione, dati ISTAT 2015).

Le Figura 18 e la Figura 19 ipotizzano una possibile distribuzione territoriale delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno. L'effettiva ubicazione dipenderà infatti dall'adesione delle città ai bandi di finanziamento appositamente promosse a livello europeo, nazionale e regionale.



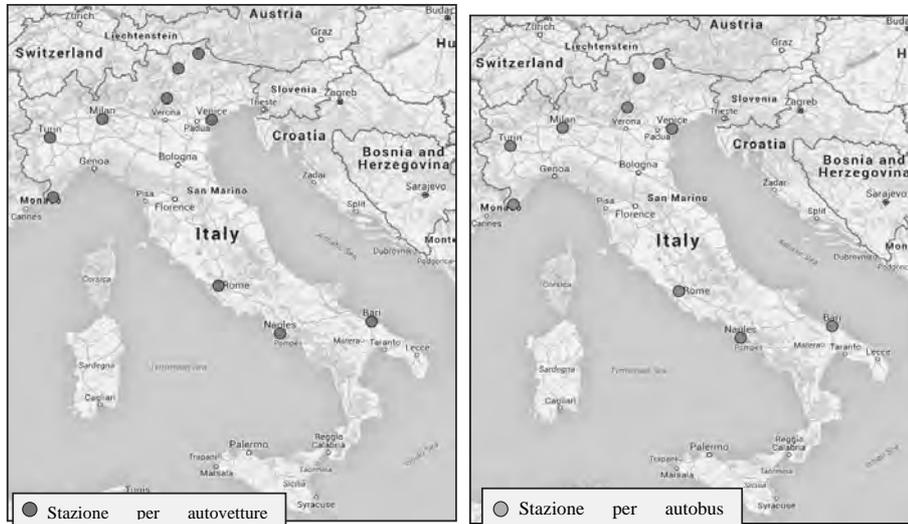


Figura 18: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2020 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

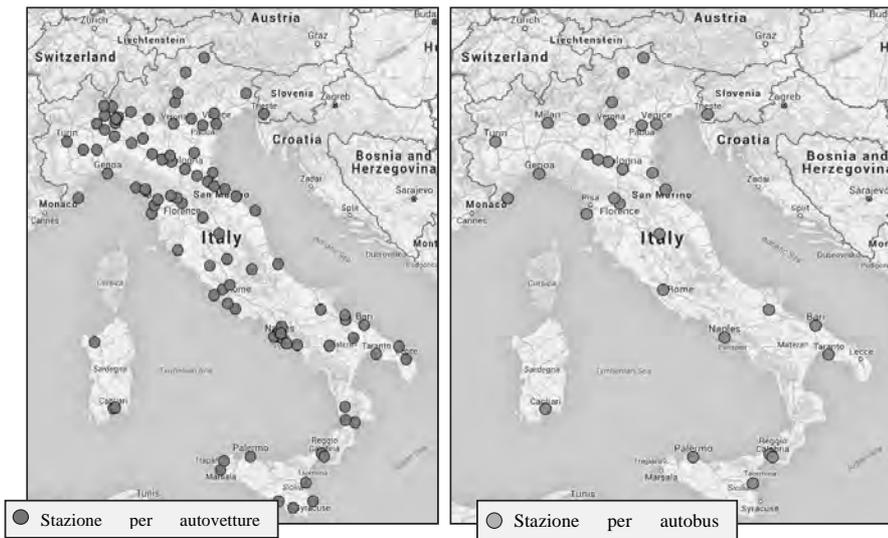
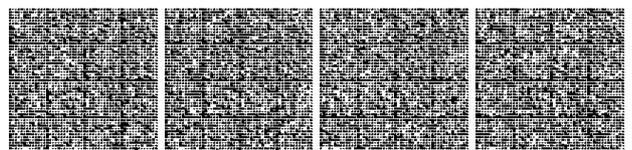


Figura 19: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)

Per quanto riguarda le autovetture, l’infrastruttura prevista dallo scenario a fine 2020 permette solamente l’attività di un numero limitato di captive fleets in alcune città italiane, a fine 2025 invece l’infrastruttura prevista dallo scenario appare adeguata per una vera e propria mass transportation. L’ubicazione delle stazioni sarebbe ben collocata rispetto alla rete TEN-T e alla rete autostradale italiana.



6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

6.1 LA PROSPETTIVA DEL CONSUMATORE

Come facilmente prevedibile, tra le modalità considerate, l'idrogeno più economico è quello prodotto mediante elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, in stazioni di grandi dimensioni (500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).

Al fine di valutare la competitività del vettore idrogeno rispetto al concorrenziale diesel, è stato valutato il costo per la percorrenza di 100 km per autovetture e autobus FCEV e per autovetture e autobus diesel. Il costo per la percorrenza di 100 km dipende dal costo del vettore energetico alla pompa e dalla fuel economy del veicolo.

Per le autovetture, nella prima fase 2020-2022, nonostante l'utilizzo di stazioni di piccole dimensioni (50 kg/giorno) e gli elevati costi di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione, i costi del vettore idrogeno sono alla pari con il vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre sono superiori di circa 2 euro/100 km in modalità "H2 da ELR C" e di circa 6 euro/100 km in modalità "H2 da ELG OS". Nella seconda fase, cioè dal 2023, il passaggio a stazioni più grandi, dapprima 100 kg/giorno e poi 500 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno ancor più conveniente rispetto al vettore diesel, da subito anche in modalità "H2 da ELR C", poco prima del 2030 nella modalità "H2 da ELG OS".

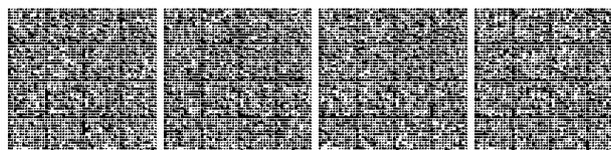
Per gli autobus, già dal 2020 (stazioni 200 kg/giorno) il vettore idrogeno è più conveniente rispetto al vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre è più costoso sia in modalità "H2 da ELR C" che in modalità "H2 da ELG OS". Dal 2025, il passaggio a stazioni da 1000 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno più conveniente rispetto al vettore diesel anche nella modalità "H2 da ELR C".

Riassumendo, la competitività del vettore idrogeno si manifesterà in tempi rapidi, già nella fase iniziale con captive fleets, ancor più nel momento in cui si raggiungerà la maturità commerciale e l'idrogeno sarà distribuito in stazioni di grandi dimensioni (a partire dal 2025 con stazioni da 500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).

6.2 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO2 E DI ALTRI INQUINANTI DANNOSI ALLA SALUTE UMANA

Occorre sottolineare che la produzione di idrogeno mediante elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili è priva di emissioni di CO₂.

La potenzialità di riduzione delle emissioni di CO₂ nello Scenario MobilitàH2IT (Figura 20) è stata calcolata comparando le emissioni per il mix di produzione di idrogeno destinato ai veicoli FCEV rispetto alle emissioni dei veicoli diesel di ultima generazione (Reference



Scenario). Per lo Scenario MobilitàH2IT si sono ipotizzate due opzioni: (1) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da rete elettrica con mix nazionale, (2) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da produzione rinnovabile. Nel Reference Scenario, per le autovetture diesel lo standard di riferimento è quello raggiunto dai nuovi veicoli venduti in Unione Europea nel 2014 (123,4 gCO₂/km), per gli autobus lo standard EURO VI (1.200 gCO₂/km). Al 2020, la riduzione delle emissioni di CO₂ garantite dalla mobilità idrogeno, rispetto allo stato attuale del Reference Scenario, è in un range tra 269 e 5.066 t/anno, per poi raggiungere un range tra circa 8.000 e 92.000 t/anno al 2025, circa 116.000 – 655.000 t/anno al 2030 e circa 12 - 15 Mt/anno al 2050.

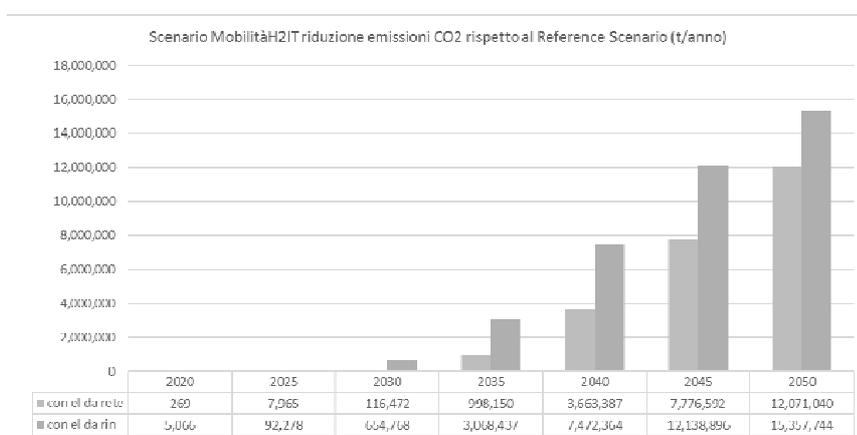
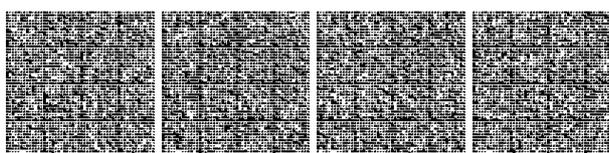


Figura 20: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al Reference Scenario fino al 2050

In Tabella 2 viene invece riportato il potenziale di riduzione dei principali inquinanti atmosferici grazie all'applicazione dello Scenario MobilitàH2IT.

Tabella 2: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 2050

Riduzione emissioni	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SO ₂ (kg/anno)	10	265	2.847	15.725	40.267	66.183	83.629
NO _x (t/anno)	49	627	3.159	11.886	27.455	43.981	55.525
CO (t/anno)	25	473	4.033	20.644	51.986	85.109	107.530
PM10 (kg/anno)	964	13.543	82.551	358.016	864.228	1.400.315	1.768.572



7 MISURE DI SOSTEGNO

7.1 MISURE DI SOSTEGNO ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO E BARRIERE

Al fine di promuovere l'idrogeno e lo sviluppo delle relative infrastrutture, appare necessario ed indispensabile mettere in campo diverse azioni/misure.

In particolare sono di grande rilevanza le misure, legislative, regolamentari /amministrative, finanziarie e di comunicazione e la disponibilità di incentivi pubblici europei, nazionali, regionali e locali così come di investimenti privati. Si segnalano in particolare il programma quadro Horizon 2020, i Fondi strutturali e di investimento europei, gli orientamenti della rete transeuropea di trasporto (TEN-T), e le iniziative della Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ed in particolare del Fondo "European Local ENergy Assistance" <http://www.eib.org/products/advising/elena/index.htm>

Lo Scenario MobilitàH2IT indica una partecipazione nella quota di finanziamenti pubblici UE&IT al 60% da fondi comunitari europei e al 40% da fondi nazionali

7.2 BARRIERE ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO

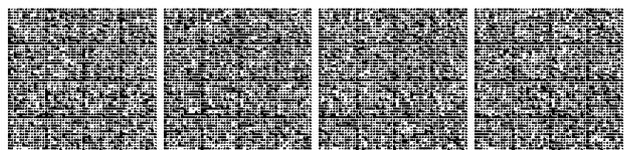
Considerando le prospettive tecnologiche e di mercato, almeno fino al 2030, appaiono non trascurabili sulla effettiva realizzazione dello scenario illustrato due barriere finanziarie:

- 1) L'investimento nell'acquisto dei costosi veicoli FCEV;
- 2) L'investimento nella realizzazione degli impianti di produzione e nelle stazioni di distribuzione dell'idrogeno.

Non è infatti possibile sviluppare un mercato per i veicoli FCEV senza un'adeguata infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno e viceversa, non è sostenibile sviluppare un'infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno senza una domanda da parte di veicoli FCEV in circolazione.

Relativamente al primo punto si stima idonea una copertura pubblica sul costo addizionale delle autovetture e degli autobus FCEV mentre, relativamente al secondo punto, al fine di ridurre il rischio di investimento associato allo sviluppo degli impianti di produzione e delle stazioni rifornimento dell'idrogeno, sarebbe altresì funzionale un sostegno pubblico:

- per le stazioni di rifornimento:
 - ✓ 40% fino 2020,
 - ✓ 35% dal 2021 al 2025,
 - ✓ 30% dal 2026 al 2030,
 - ✓ 20% dal 2031 al 2035,
 - ✓ 10% dal 2036 al 2040,
 - ✓ 5% dal 2041 al 2050;
- per gli impianti di produzione da SMR:
 - ✓ 15% fino al 2025,
 - ✓ 10% nel periodo 2026-2030;
- per gli impianti di produzione da elettrolisi:
 - ✓ 40% fino 2020,



- ✓ 35% dal 2021 al 2025,
- ✓ 30% dal 2026 al 2030,
- ✓ 25% dal 2031 al 2035,
- ✓ 20% dal 2036 al 2040,
- ✓ 15% dal 2041 al 2050.

Per la riuscita dello Scenario MobilitàH2IT sono stimati opportuni finanziamenti pubblici europei ed nazionali (compresi gli Enti locali) pari a circa 47 M€ fino al 2020 e circa 419 M€ nel successivo periodo 2021-2025, di cui 60% da fondi comunitari europei e 40 % da fondi nazionali italiani compresi gli Enti locali (Figura 21).

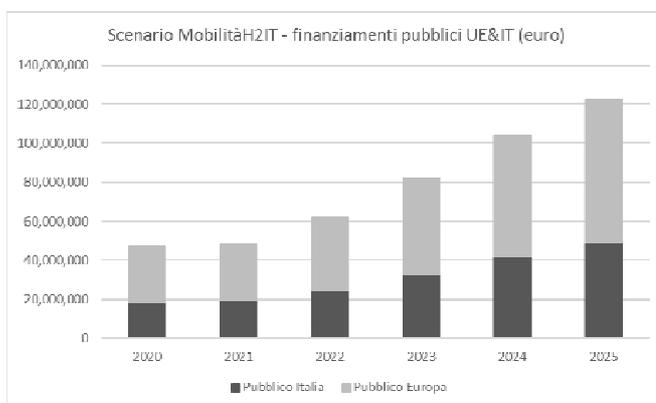


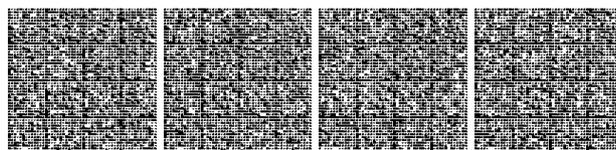
Figura 21: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici Europei e Nazionali necessari fino al 2025

Al momento, tuttavia, non è previsto alcun impegno finanziario per la implementazione di tale scenario MobilitàH2IT che, pertanto, deve intendersi come mero scenario potenziale che si realizzerebbe in presenza di tutte le condizioni riportate nello stesso ed in particolare della disponibilità di fondi pubblici nazionali, regionali e locali per finanziarne la prevista parte pubblica.

7.3 MISURE GIURIDICHE

Lo sviluppo della mobilità terrestre a idrogeno e fuel-cell è oggetto di un intenso lavoro di standardizzazione a livello internazionale, giunto oramai nella fase terminale.

Il punto 2.3 dell'allegato II della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi stabilisce che *“I punti di rifornimento di idrogeno utilizzano algoritmi per i carburanti e apparecchiature conformi alla norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile”*.



Proprio per evitare una frammentazione delle competenze, ISO ha deciso di sviluppare in parallelo un intero pacchetto di standard che coprano tutti gli aspetti tecnici e di sicurezza riguardanti il rifornimento dei veicoli a idrogeno e fuel-cell. Questo approccio è stato seguito proprio per assicurare il massimo livello di sicurezza in tutto il sistema.

Attualmente (maggio 2016) i lavori di revisione della norma ISO/TS 20100 curati da ISO/TC 197 (Hydrogen (Technologies)) hanno portato al suo ritiro e all'elaborazione della ISO/PRF TS 19880.

In particolare, la *ISO 19880-1: Gaseous hydrogen fueling stations - General requirements* raccomanderà le caratteristiche progettuali minime per garantire la sicurezza e, ove appropriato, le prestazioni delle stazioni di rifornimento pubbliche e "non pubbliche" (cioè per esempio quelle riservate al rifornimento di mezzi di trasporto pubblici) che forniscono idrogeno gassoso per veicoli di trasporto leggero (veicoli elettrici a fuel cell). Gli impegni iniziali sono proprio dedicati al rifornimento dei veicoli leggeri, ma una versione successiva sarà focalizzata anche sull'impiego per gli autobus e i carrelli elevatori. Lo standard (inizialmente diffuso come Technical Report, approvato in data 5 ottobre 2015, per raccogliere eventuali osservazioni dagli utilizzatori) sintetizza l'attuale esperienza e conoscenza nell'ambito del rifornimento con idrogeno, incluse le distanze di sicurezza suggerite e le alternative per i protocolli di rifornimento.

La *ISO 19880-2: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Dispensers* fornisce le prescrizioni e i metodi di test della sicurezza per stazioni di rifornimento complete con idrogeno gassoso sia alla pressione di 35 MPa (350 bar) sia alla pressione di 70 MPa (700 bar).

La *ISO 19880-3: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Valves* fornisce le prescrizioni e i metodi di test delle prestazioni di sicurezza delle valvole per gas idrogeno ad alta pressione (1 MPa e oltre) installate presso le stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

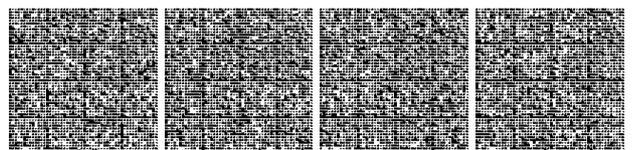
La *ISO 19880-4: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Compressors* contiene le prescrizioni di sicurezza relative ai materiali, alla progettazione, alla costruzione e alla verifica di sistemi di compressione di idrogeno gassoso utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

La *ISO 19880-5: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Hoses* considera le prescrizioni relative alle manichette per idrogeno gassoso e le giunzioni di manichette impiegate per collegare il distributore alla pistola di rifornimento, ma anche a quelle utilizzate per le linee di spurgo del gas in zona sicura e quelle flessibili da poter utilizzare in altri punti dove è richiesta la flessibilità del collegamento.

La *ISO 19880-6: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Fittings* specifica metodi uniformi per la valutazione e la verifica delle prestazioni dei raccordi, inclusi connettori e chiusure terminali utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.

Recentemente, sono anche partiti i lavori per lo sviluppo di altri due standard: *ISO 19880-7: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Fueling protocols* e *ISO 19880-8: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Hydrogen quality control*.

In Europa, oltre alla ISO 19880-1 in fase di pubblicazione, lo stato dell'arte dell'esperienza di settore può essere individuato nel documento EIGA (European Industrial Gases Association) *IGC DOC 15/06/E "Gaseous Hydrogen Stations"*. Il settore dei gas industriali ha un'esperienza secolare nel trasporto e stoccaggio dell'idrogeno, vantando livelli di sicurezza fra i migliori in campo industriale (con un indice di frequenza infortuni medio europeo dell'intero settore gas industriali e medicinali inferiore a 2 eventi per milione di ore lavorate).



Sebbene il documento sia orientato alle installazioni di idrogeno per impiego industriale, esso riassume le migliori tecniche e pratiche disponibili atte a garantire la massima sicurezza nelle operazioni di compressione, purificazione, riempimento e stoccaggio di idrogeno gassoso.

I recipienti a pressione con materiali metallici sono progettati e fabbricati in Europa con normative, quali AD2000 Merkblatt o EN 13445, consolidate da anni di esperienza, con le quali vengono garantiti i requisiti di sicurezza richiesti dalla Direttiva Apparecchi a Pressione (PED, Pressure Equipment Directive) 97/23/CE, emanata dalla Comunità Europea, e recepita in Italia con il Decreto Legislativo n° 93/2000.

Riguardo ai recipienti per gas a 700 bar collocati sui veicoli esiste la specifica tecnica *ISO/TS 15869* del 2009 intitolata *“Gaseous hydrogen and hydrogen blends - Land vehicle fuel tanks”*. Un altro standard di riferimento è il *“SAE J 2579 Compressed Hydrogen Vehicle Fuel Containers”*. In Europa le prescrizioni di sicurezza sono coperte dal *“Regolamento (CE) N. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 gennaio 2009 relativo all’omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno e che modifica la direttiva 2007/46/CE”*. La pressione di scoppio ammessa per questi recipienti è superiore al doppio della pressione normale di esercizio.

Maggiori dettagli sugli aspetti omologativi dei veicoli a idrogeno sono contenuti nel *“Regolamento (UE) N. 406/2010 della Commissione del 26 aprile 2010 recante disposizioni di applicazione del regolamento (CE) n. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all’omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno”*.

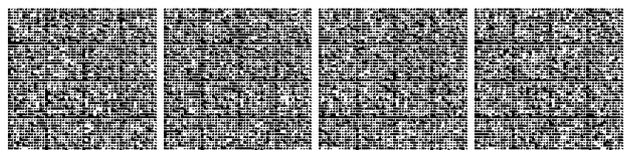
Come già detto, l’Italia ha cominciato a occuparsi di mobilità a idrogeno fin dal 2002 e degno di nota è il lavoro di collaborazione portato avanti dall’Università di Pisa con i settori industriali e i Vigili del Fuoco. Ciò ha portato nel 2006 alla pubblicazione del *Decreto del Ministero dell’Interno 31 agosto 2006 “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione”*.

A livello italiano esistono allo stato attuale delle condizioni di legge più restrittive di quelle applicate negli altri Paesi e questo ha fatto sì che, in una prima fase, le case automobilistiche abbiano scartato l’Italia come mercato di sbocco iniziale delle auto a fuel-cell che saranno distribuite nei prossimi anni.

In particolare, la pubblicazione del Decreto 31 agosto 2006 avvenuta prima dei più recenti e concreti sviluppi tecnologici a livello internazionale prevede una limitazione a 350 bar della pressione di compressione ed erogazione di idrogeno presso le stazioni di servizio e sui veicoli.

Tale limitazione potrà essere superata alla luce dei nuovi criteri di costruzione dei recipienti e di omologazione dei veicoli previsti dalle normative europee.

Tale normativa antincendio sarà pertanto rivista entro il 18 novembre 2017 per tener conto dei nuovi standard internazionali sui criteri costruttivi delle stazioni di rifornimento di idrogeno gassoso.



8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni iniziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

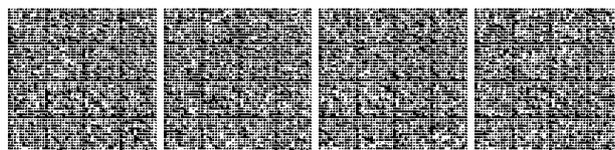
Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 5, comma 1 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF, una lista non esaustiva dei quali, aggiornata al Dicembre 2015, è fornita nel seguito:

Tabella 3: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione dell'idrogeno per il trasporto

TITOLO	IDENTIFICATIVO	INIZIO	FINE	PILOTA O STUDIO
EAS HYMOB	2014-Fr-Ta-0519-S	01/2016	12/2018	Pilota
H2NODES - evolution of a European hydrogen refuelling station network by mobilising the local demand and value chains	2014-EU-TM-0643-S	03/2014	12/2018	Pilota
COHRS - Connecting Hydrogen Refuelling Stations	2014-EU-TM-0318-S	09/2015	06/2019	Pilota
HIT2 Corridors	2013-EU-92077-S	03/2014	12/2015	Pilota
HIT - (Hydrogen Infrastructure for Transport)	2011-EU-92130-S	04/2012	12/2014	Pilota

A completamento di quanto precedentemente riportato va ricordata l'iniziativa MEHRLIN (Models for Economic Hydrogen Refuelling Infrastructure) che vede coinvolta anche l'Italia e che mira alla realizzazione di n. 8 stazioni di rifornimento di idrogeno di 4 alimentate ad idrogeno di produzione elettrolitica tramite energia rinnovabile. Il progetto include aspetti innovativi quali: da un punto di vista HW soluzioni per l'accumulo di idrogeno a base idruri metallici, da un punto di vista gestionale lo sviluppo di un nuovo modello operativo e da un punto di vista tecnologico lo sviluppo di un nuovo modello integrativo per l'elettromobilità a base di cella a combustibile e a base di batterie. Per l'Italia è coinvolta la città di Brunico sita lungo il Corridoio Scan - Med e il Corridoio Verde del Brennero per l'installazione di una nuova stazione di ricarica che funzionerà a punto di collegamento ed accesso agli altri Corridoi europei come il Mediterraneo ed il Baltico Adriatico.



9 ABBREVIAZIONI, ACRONIMI, UNITÀ DI MISURA E BIBLIOGRAFIA

9.1 ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AL:	annual load factor
BEV:	battery electric vehicle
CAPEX:	costi di investimento
DSM:	demand side management
FC:	fuel cell
FCEV:	fuel cell electric vehicle
FER:	fonti energetiche rinnovabili
GPL:	gas di petrolio liquefatto
HEV:	hybrid electric vehicle
ICE:	internal combustion engine
OPEX:	costi operativi e di manutenzione
PHEV:	plug-in hybrid electric vehicle
RES:	renewable energy sources
SEF:	standard emission factor
SMR:	steam methane reforming
T&D:	transmission and distribution
TCO:	total cost of ownership
VRE:	variable renewable energy
WTW:	well-to-wheel

9.2 UNITÀ DI MISURA

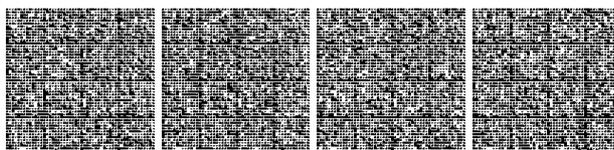
€	euro
g:	grammi
GW:	gigawatt
kg:	kilogrammi
km:	kilometri
ktep:	kilo tonnellate equivalenti di petrolio
kW:	kilowatt
kWh:	kilowatt hour
l:	litri



m:	metri
MPa:	megapascal
Mt:	megatonne
MWh:	megawatt hour
t:	tonnellate
TWh:	terawatt hour

9.3 BIBLIOGRAFIA

- Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report. (s.d.).
- Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report. (s.d.).
- Annuario Statistico ACI 2015. (s.d.).
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi . (s.d.).
- En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015. (s.d.).
- Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi. Commissione europea. Gennaio 2013. (s.d.).
- Fonti rinnovabili e rete elettrica in Italia. Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia. Falchetta Massimo. ENEA. 2014 . (s.d.).
- Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015. (s.d.).
- Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013. (s.d.).
- Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015. (s.d.).
- Indagine conoscitiva sui prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale. Memoria per l'audizione presso la 10° Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica. AEEG. Aprile 2015. (s.d.).
- Le politiche dell'Unione europea: Trasporti. Commissione Europea. Novembre 2014. (s.d.).
- LIBRO BIANCO, Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile. Commissione Europea. Marzo 2011 . (s.d.).
- Mal'ARIA di città 2016. Legambiente. Gennaio 2016. (s.d.).
- Mercato dei carburanti in Italia. Ministero dello Sviluppo Economico. (s.d.).

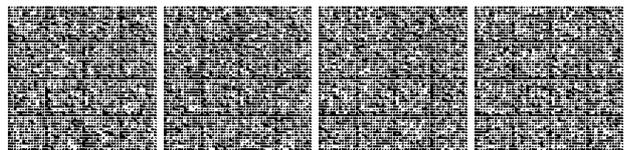


Newsletter del GME n.78 Gennaio 2015. (s.d.).

Regolamento (UE) N. 1291/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il programma quadro di ricerca e innovazione (2014-2020) - Orizzonte 2020. Commissione europea. Dicembre 2013. (s.d.).

Relazione finale del gruppo ad alto livello CARS 21. Commissione europea. 6 giugno 2012. (s.d.).

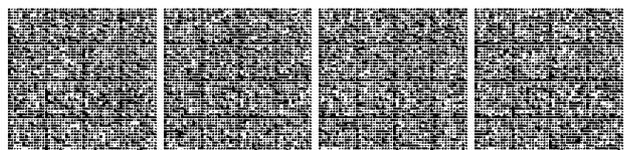
Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015. (s.d.).



Quadro strategico nazionale

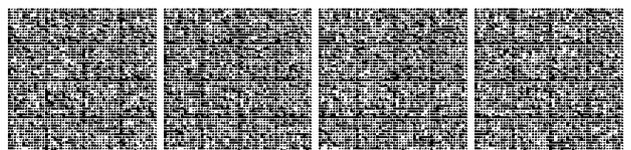
Sezione C: fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi

**Prima sottosezione: fornitura di gas naturale
liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e
interna, per il trasporto stradale e per altri usi**



INDICE**LISTA DELLE TABELLE****LISTA DELLE FIGURE**

- 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI**
- 2 LO STATO TECNOLOGICO**
 - 2.1 DEFINIZIONE, CARATTERISTICHE
- 3 GLI SCENARI INTERNAZIONALI**
 - 3.1 MERCATO DEL GNL
 - 3.2 IL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL
 - 3.3 APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL
 - 3.3.1 Principali esperienze nei Paesi che utilizzano il GNL nel trasporto marittimo e terrestre
 - 3.4 UTILIZZO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE ANCHE PER LO SSLNG
- 4 LO SCENARIO ITALIANO**
- 5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO**
 - 5.1 CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DI UNA IPOTESI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DI GNL SULLA BASE DEGLI ATTUALI SCENARI LOGISTICI DEGLI ALTRI PRODOTTI ENERGETICI
 - 5.2 CONSIDERAZIONI SULL'INFRASTRUTTURA NECESSARIA: MERCATO POTENZIALE
 - 5.3 IPOTESI DI SVILUPPO DELL'INFRASTRUTTURA
 - 5.4 PUNTI CRITICI LEGATI ALL'INFRASTRUTTURA
 - 5.5 RETE DI RIFORNIMENTO DEL GNL PER USO AUTOTRAZIONE
 - 5.6 IMPIANTI DI STOCCAGGIO DI PICCOLE DIMENSIONI PER AUTOTRAZIONE, RETI LOCALI, TRASPORTO FERROVIARIO
 - 5.7 UTILIZZO DEL GNL NEL TRASPORTO STRADALE PESANTE: AUTOCARRI E AUTOBUS
 - 5.8 UTILIZZO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL) COME COMBUSTIBILE MARINO
 - 5.9 PROGETTO COSTA
 - 5.10 CONFIGURAZIONE DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GNL NEL SETTORE MARITTIMO E PORTUALE
 - 5.10.1 Premessa
 - 5.10.2 Linee guida per lo sviluppo della rete nazionale GNL
 - 5.10.3 Tipologia di traffico
 - 5.10.4 Età della nave
 - 5.10.5 Area di traffico
 - 5.10.6 Proposte di reti nazionali
 - 5.10.7 Stima della domanda di GNL per il trasporto navale
 - 5.10.8 Ricadute economiche sulla cantieristica navale
 - 5.11 SICUREZZA DELLO STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE
 - 5.11.1 Quadro di riferimento tecnico normativo
 - 5.11.2 Fenomeni fisici associabili al GNL
 - 5.12 FORMAZIONE, INFORMAZIONE, ADDESTRAMENTO DEL PERSONALE ADIBITO AL GNL



- 5.13 ACCETTABILITÀ SOCIALE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE
- 5.14 RUOLO DEGLI STRUMENTI DI INFORMAZIONE E PARTECIPAZIONE
- 5.15 SITO WEB NAZIONALE PER L'INFORMAZIONE SULLA FILIERA DEL GNL
- 5.16 ESAME DELLA CONTRATTUALISTICA ESISTENTE IN ALTRI PAESI
- 5.17 IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE DI TAGLIA RIDOTTA
- 5.18 UTILIZZO DEL GNL NELLA REGIONE SARDEGNA
- 5.19 PREVISIONI DI MERCATO PER SMALL SCALE LNG AL 2020, 2025 E 2030
- 6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETÀ'**
 - 6.1 MERCATO POTENZIALE DEL GNL E RELATIVI IMPATTI
 - 6.2 RISULTATI
 - 6.3 BENEFICI AMBIENTALI
- 7 ALTRI USI INDUSTRIALI**
 - 7.1 QUADRO DELLA DOMANDA ENERGETICA DEI MERCATI OFF-GRID E POTENZIALE DI PENETRAZIONE DEL GNL
 - 7.2 PREVISIONI DI PENETRAZIONE DEL GNL OFF-GRID
- 8 INTEROPERABILITÀ' A LIVELLO EUROPEO**
- 9 DEFINIZIONI**



LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Numero di installazioni Small Scale LNG (escluse le autobotti) in Europa

Tabella 2: Top 10 Paesi europei per numero di installazioni (escluse autobotti e impianti satelliti)

Tabella 3: Flussi import-export via GNL nei paesi UE27, 2011 (mld/mc/a), Cassa Depositi e Prestiti - Studio di settore n. 03 – Marzo 2013 – Gas naturale (Fonte BP, 2012)

Tabella 4: Dati provenienti dal progetto COSTA

Tabella 5: Caratteristiche di infiammabilità (Norma CEI-EN 61779-1)

Tabella 6: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

Tabella 7: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

Tabella 8: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione del GNL per il trasporto

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Figura 2: Servizi SSLNG

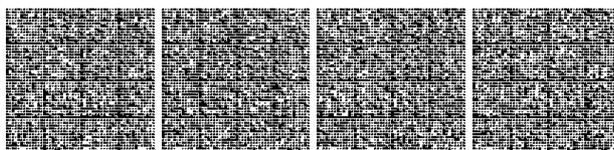
Figura 3: Localizzazione Porti ed Interporti

Figura 4: Schema delle Aree di Adduzione

Figura 5: Schemi movimentazione

Figura 6: Individuazione del mercato potenziale – Principali risultati

Figura 7: Schema Benefici Viaggio Genova-Roma



1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

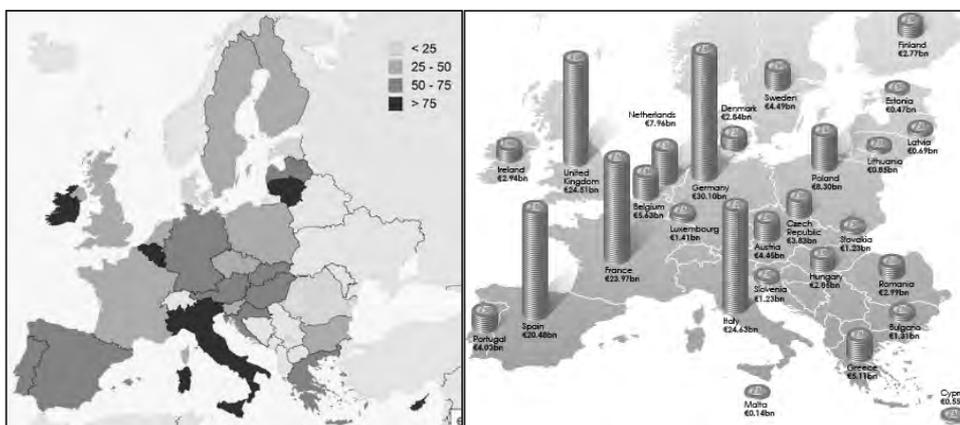
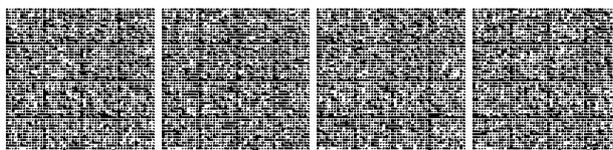


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL).



2 LO STATO TECNOLOGICO

2.1 DEFINIZIONE, CARATTERISTICHE

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) è una miscela di idrocarburi, costituito prevalentemente da metano; altri componenti solitamente presenti sono l'etano, il propano e il butano. Tutti gli idrocarburi più complessi, i composti dello zolfo e il biossido di carbonio, vengono rimossi durante la produzione.

Il GNL è ottenuto infatti, per liquefazione del Gas Naturale (GN), quest'ultimo è una miscela complessa di idrocarburi, composta principalmente da metano, ma che generalmente include, in quantità sensibilmente minori, etano, propano, idrocarburi superiori, acido solfitrico e alcuni altri gas non combustibili come ad esempio azoto e anidride carbonica.

Il GN destinato alla liquefazione viene purificato nei paesi produttori dai gas acidi (CO₂ e H₂S) e dagli idrocarburi pesanti (C₅+ e superiori), nonché da una buona parte di etano, propano e butani in quanto la loro presenza va fortemente limitata nel GNL, così come quella, tra gli altri, anche di acqua, mercurio e zolfo per ragioni tecniche (es. corrosione, rischi di solidificazione durante il raffreddamento).

Il gas naturale purificato viene quindi liquefatto a pressione atmosferica mediante raffreddamento fino a circa -160°C per ottenere il GNL che, occupando un volume circa 600 volte inferiore rispetto allo stato gassoso di partenza, può essere più agevolmente stoccato e trasportato; quindi, in linea di massima, il GN a sua volta derivato dalla rigassificazione del GNL, è più "leggero" e presenta una quantità inferiore di impurità rispetto al corrispondente GN prodotto dai giacimenti.



3 GLI SCENARI INTERNAZIONALI

3.1 MERCATO DEL GNL

A livello mondiale, nel 2014, il consumo di GNL è stato di circa 239 milioni di tonnellate. L'Asia rimane il principale driver della crescita dei consumi di GNL e, nell'ultimo decennio, ha visto raddoppiare le proprie importazioni. Il mercato asiatico rappresenta infatti il 75% della domanda mondiale di GNL. Giappone e Corea del Sud sono i due maggiori importatori mondiali e coprono il 70% della domanda asiatica di GNL. La Cina risulta oggi il terzo importatore e consuma circa il 10% del GNL richiesto dall'Asia.

Il GNL è stato prevalentemente utilizzato per la produzione di energia elettrica, per l'industria e per l'uso di clienti residenziali che non hanno accesso ad una rete di distribuzione.

L'uso del GNL come combustibile per il trasporto si sta ampliando significativamente negli ultimi anni, ma i volumi sono ancora relativamente piccoli. La maggior parte del combustibile viene utilizzato da veicoli pesanti o da auto alimentate a gas naturale compresso (GNC) ma si stanno diffondendo anche unità navali da carico e passeggeri, particolarmente in Scandinavia.

Una crescente sostituzione del diesel con il GNL è già realtà in paesi come l'Australia o gli Stati Uniti e l'utilizzo del GNL per alimentare locomotive è in fase di sperimentazione in Canada e negli Stati Uniti.

3.2 IL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

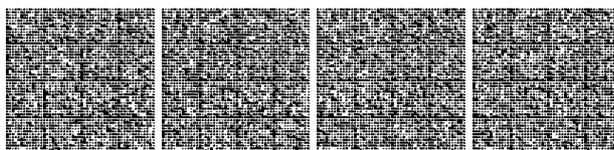
La capacità di rigassificazione di GNL oggi esistente a livello mondiale è pari a circa 1.000 miliardi di metri cubi. Più del 50% di questa è concentrata in Asia. Da notare inoltre che, per molti degli impianti di rigassificazione americani esistenti sono previsti progetti di conversione a terminali di liquefazione, come conseguenza dello sviluppo dello shale gas.

La capacità nominale di liquefazione nel 2014 risultava pari a 298 milioni di tonnellate di GNL di cui il 63% in Medio Oriente e Africa. Ad oggi risultano in costruzione impianti per circa 128 milioni di tonnellate/anno di capacità addizionale, di cui il 45% e il 34% concentrati rispettivamente in Australia e negli Stati Uniti. Secondo quanto comunicato dagli operatori, tutti i progetti in costruzione dovrebbero entrare in esercizio entro il 2020 portando così la capacità di liquefazione complessiva a circa 425 Milioni di tonn/anno. Inoltre, altri progetti di liquefazione sono oggi in costruzione in Indonesia, Malesia, Colombia e Russia per un totale di 26,5 milioni di tonnellate/anno.

3.3 APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL

3.3.1 Principali esperienze nei Paesi che utilizzano il GNL nel trasporto marittimo e terrestre

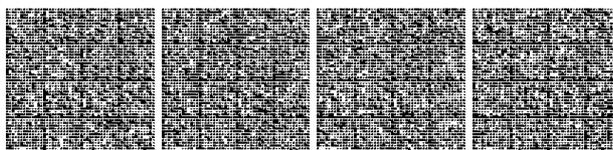
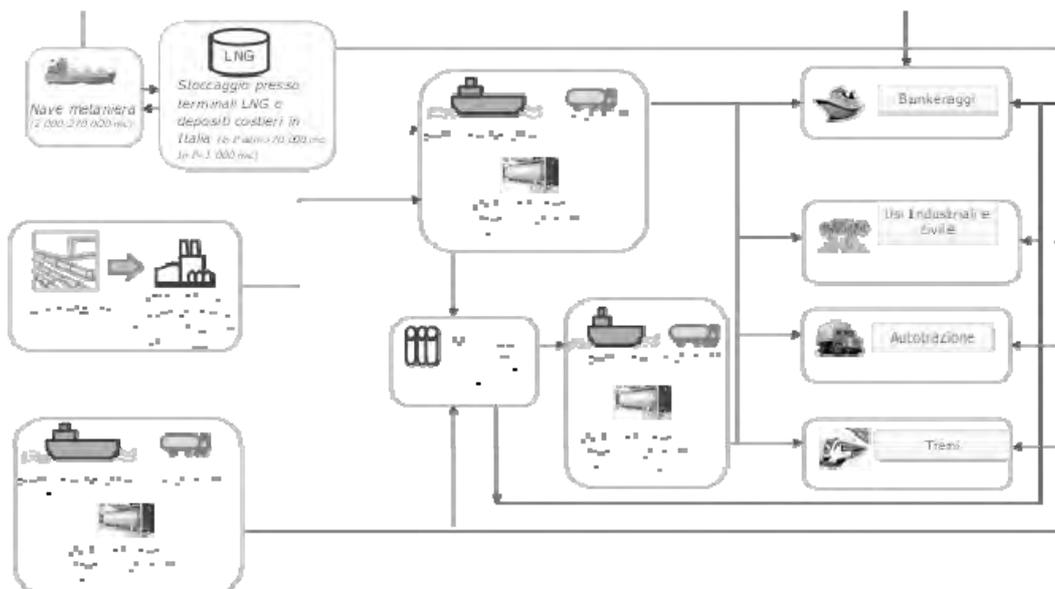
Lo "Small Scale LNG" (o SSLNG) si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito in piccole/medie quantità direttamente in forma liquida. In tale ambito i servizi relativi allo SSLNG includono diversi segmenti di una filiera che coinvolge vari soggetti/operatori.



Con riferimento alla Figura 2, i servizi di tipo “Small Scale LNG”, già in essere o in fase di studio, possono essere forniti mediante le seguenti infrastrutture (o installazioni):

1. Terminali di rigassificazione, che offrono prevalentemente i seguenti servizi:
 - Re-loading ovvero trasferimento di GNL dai serbatoi del terminale a navi metaniere;
 - Ship to ship transfer (Allibo) ovvero trasferimento diretto di GNL da una nave ad un'altra;
 - Caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle);
 - Caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container);
 - Caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari.
2. Navi bunker (bettoline/shuttle), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali costieri.
3. Mini impianti di liquefazione per la trasformazione in GNL del gas naturale proveniente dalla rete, utilizzati per rifornire autobotti (o ISO container) e/o bettoline/navi shuttle per impianti costieri.
4. Autobotti (o ISO-container), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali.
5. Stoccaggi locali, riforniti da autobotti (o ISO-container) e/o bettoline/shuttle (se stoccaggi costieri) e utilizzati per:
 - a) caricamento di autobotti (o ISO-container) e/o di bettoline;
 - b) impianti di rifornimento costieri per navi alimentate a GNL (bunkeraggio);
 - c) impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o a CNG;
 - d) depositi satellite di stoccaggio per usi industriali o civili.

Figura 2: Servizi SSLNG



In relazione al contesto di riferimento, la filiera dello SSLNG si è particolarmente sviluppata in Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda, ove si registra il più alto numero di impianti.

La Tabella 1 e la Tabella 2 riportano i risultati di uno studio sullo stato dell'arte dei servizi SSLNG in Europa e di alcuni approfondimenti su Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda. I dati, qui riportati sono aggiornati al 2014. (Fonte: database GIE Gas Infrastructure Europe).

Tabella 1: Numero di installazioni Small Scale LNG (escluse le autobotti) in Europa

Small Scale LNG per tipo di installazione	Status (escluse le autobotti)		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
Terminali di rigassificazione (grandi e piccoli)			
Reloading	9	3	4
Transhipment	2	1	5
Caricamento di navi bunker	5	2	12
Caricamento su autobotte	15	3	7
Caricamento su treno	-	-	3
Piccoli impianti di liquefazione	>19	-	3
Impianti di rifornimento costieri per navi	16	1	15
Navi bunker	2	-	5
Impianti di rifornimento GNL per veicoli	54	7	16
Impianti satellite (per usi industriali,)	>1000	n.a.	n.a.

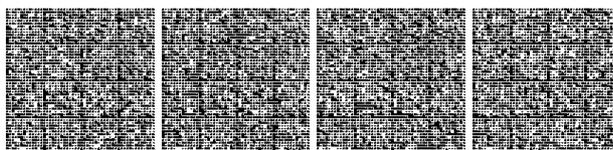
Tabella 2: Top 10 Paesi europei per numero di installazioni (escluse autobotti e impianti satelliti)

Installazione Small Scale LNG	Numero di installazioni (esclusi impianti satellite ed autobotti)		
	In esercizio	In costruzione	Annunciati o in studio
Spagna	22	3	8
Norvegia	21	1	1
Inghilterra	17	2	8
Olanda	12	1	6
Svezia	6	3	6
Francia	5	-	2
Portogallo	4	-	3
Belgio	3	2	-
Germania	3	-	4
Italia e Slovenia	2	-	-

Gli aggiornamenti sono contenuti nel database GIE: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gle-sslng-map>.

L'esperienza dei paesi che già utilizzano GNL come combustibile, pur in un contesto normativo in fase di progressiva definizione, dimostra che lo sviluppo dell'impiego del GNL è possibile quando sono gestiti gli aspetti riportati in elenco di seguito:

- disponibilità delle norme tecniche applicabili alla costruzione delle navi a gas;



- disponibilità di chiare procedure autorizzative per la costruzione e il funzionamento delle installazioni infrastrutturali terrestri per il rifornimento (sia esso da terminale a nave, da autocisterna a nave, da nave a nave);
- disponibilità sul territorio di infrastrutture di stoccaggio di GNL;
- scelta della tecnologia per applicazioni navali, terrestri e di trasferimento del combustibile da terra a nave e da nave a nave e da nave a terra che assicuri la sicurezza in tutte le fasi del processo, dallo stoccaggio, al rifornimento, dallo stoccaggio a bordo all'utilizzo finale;
- sostenibilità finanziaria dei progetti e sostenibilità economico-sociale e ambientale del sistema GNL;
- accettazione sociale del GNL e delle relative infrastrutture.

In generale, dalle esperienze dei citati Paesi europei, si desume che un ruolo fondamentale all'espansione dei servizi di tipo SSLNG può derivare da opportune azioni di:

- semplificazione dei processi autorizzativi;
- agevolazione fiscale;
- incentivazione alla realizzazione di infrastrutture;
- nuove norme di regolazione e di sicurezza.

In particolare, si è osservato come la politica fiscale energetica, attualmente in discussione sia a livello europeo che a livello nazionale, assumerà un ruolo determinante nello sviluppo futuro del mercato del GNL, nell'ambito dei servizi Small Scale.

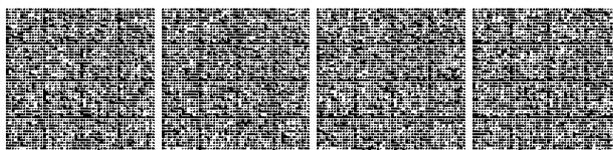
I servizi Small Scale LNG consentono l'utilizzo del gas naturale – il combustibile “più pulito” in quanto a minor contenuto di zolfo e con più basse emissioni di NOx e di CO2 – in zone dove la rete di trasporto di gas non è molto diffusa a causa di vincoli tecnico-economici.

In particolare il rapido sviluppo dei servizi di tipo SSLNG si è avuto nei Paesi che per via di un forte interesse alle problematiche ambientali hanno sostenuto attivamente politiche incentivanti ed iter autorizzativi più snelli, coinvolgendo le realtà industriali nazionali e le autorità dei Paesi confinanti anche attraverso progetti pilota che possono consentire il miglior apprezzamento delle attività necessarie al pieno sviluppo della filiera.

Peraltro si evidenzia come tali servizi, nell'ambito della catena del valore dello SSLNG, consentano anche un'innovazione nella gestione dei terminali di rigassificazione, permettendone quindi un utilizzo diversificato e maggiormente efficiente.

3.4 UTILIZZO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE ANCHE PER LO SSLNG

L'opportunità di utilizzare i serbatoi dei terminali di rigassificazione, o in senso lato i terminali di rigassificazione, per effettuare, insieme al servizio base, anche le attività di stoccaggio e di rifornimento del GNL dipende fortemente dalla tipologia di servizio che si vuole fornire e dalle caratteristiche dei terminali stessi. I servizi aggiuntivi alla tradizionale attività di rigassificazione sono principalmente:



- **Servizio di caricamento di GNL su navi bunker** secondo la definizione del Gas Infrastructure Europe (GIE), ovvero l'operazione di caricamento di navi con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale di rigassificazione: tali navi possono essere utilizzate per fornire GNL ad altre navi (ovvero usate come bettoline) o a serbatoi costieri di stoccaggio (usate dunque come navi shuttle).
- **Servizio di reloading di navi metaniere**, ovvero l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc) per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali;
- **Servizio di caricamento su autobotti** (solo per terminali onshore), ovvero l'operazione di caricamento di autocisterne o ISO-container, utilizzati per il trasporto su strada, con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale. Le autocisterne e gli ISO-container a loro volta possono essere utilizzati per alimentare impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o CNG, impianti di stoccaggio locali o per altri tipi di utilizzi che richiedano la fornitura del prodotto allo stato liquido (bunkeraggi, usi industriali e civili, treni).
- **Servizi aggiuntivi** (solo per terminali onshore), ovvero servizi che permettono la fornitura di GNL attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi del terminale e a esso direttamente collegate, quali il servizio caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale, o il servizio di caricamento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma mediante una stazione di rifornimento collegata direttamente al terminale.

Ad oggi, nessun terminale di rigassificazione italiano è in grado di fornire servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG), ma tutti gli operatori stanno valutando la fattibilità di modifiche tecniche-operative in modo da offrire tali nuovi servizi, in coerenza con l'attività di rigassificazione. L'adattamento di un terminale di rigassificazione, per fornire anche lo stoccaggio e il rifornimento di GNL per mezzi navali o terrestri, è possibile prevedendo determinate modifiche tecniche-impianistiche, con annessi costi per la realizzazione e gestione delle stesse.

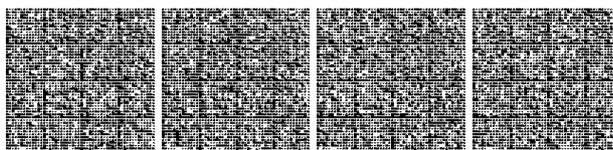
Le fasi relative alla progettazione, realizzazione ed esercizio dei servizi SSLNG ricadono nell'ambito della normativa/legislazione di riferimento dei terminali di rigassificazione. In tale contesto normativo l'iter autorizzativo per gli interventi di adeguamento dell'impianto è già definito, ma può sicuramente beneficiare di una semplificazione/riduzione dei tempi soprattutto in un'ottica time-to-market.

Gli aspetti commerciali di cui si deve tenere conto sono:

- la gestione della capacità di stoccaggio del terminale;
- eventuali necessità di modifica relative alla programmazione degli approdi;
- la valutazione dei regolamenti portuali e la disponibilità dei servizi portuali;
- la modalità di separazione dei costi relativi alle attività di rigassificazione di tipo regolato rispetto a quelle di SSLNG di tipo libero.

Tali servizi, essendo finalizzati all'uso del GNL come combustibile tal quale, senza rigassificazione e senza l'uso delle reti di trasporto, esulano dalle attività di tipo regolato e vanno svolte in regime di mercato, separato dalle attività regolate di rigassificazione.

Risulta pertanto necessaria la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico delle modalità di separazione contabile e gestionale tra le due attività al fine di garantire la piena rispondenza al dettato normativo relativo all'attività di rigassificazione, ed evitare che dai servizi SSLNG svolti in regime di mercato derivino nuovi o maggiori oneri per le attività regolate.



4 LO SCENARIO ITALIANO

Dallo studio di settore “Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo”, elaborato nel 2013 dalla Cassa Depositi e Prestiti, emerge che, ad oggi, l’industria del GNL presenta caratteristiche profondamente diverse con 18 Paesi esportatori e 25 Paesi importatori e altri Paesi che si apprestano a mettere a regime nuova capacità di liquefazione/rigassificazione. L’emergere di nuove tecnologie consente di immettere sul mercato risorse che fino a pochi anni fa era impossibile sviluppare.

All’incremento dei volumi scambiati e degli attori coinvolti è corrisposto un moltiplicarsi delle rotte percorse, con oltre 350 navi gasiere attive su direttrici transoceaniche.

Contemporaneamente, la componente “spot” dell’approvvigionamento ha acquisito un peso più rilevante raggiungendo il 30% dei volumi scambiati nel 2014 (era il 4% nel 1990) ed è aumentata la competitività tra operatori alternativi sia dal lato dell’offerta, sia da quello della domanda.

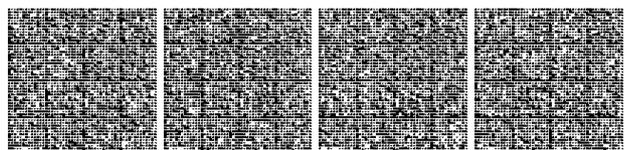
Nella Tabella 5 dello studio di settore della Cassa Depositi e Prestiti, vengono riportati i seguenti flussi import-export via GNL nei Paesi UE 27, 2011 (mld/mc/a).

Da un punto di vista infrastrutturale, dallo Studio emerge che, con riferimento ai progetti per il potenziamento della rete di terminali di rigassificazione, sebbene il GNL in Europa soffra l’elevato grado di competitività del gas trasportato tramite gasdotto, nell’ottica di diversificazione delle fonti d’approvvigionamento e di sfruttamento della componente spot del mercato, si stima che la capacità di rigassificazione possa superare i 220 mld/mc/a nel 2020, con un tasso di incremento medio annuo pari al 2,9%.

Il caso della Norvegia, che per prima ha realizzato e utilizzato traghetti a GNL già dall’inizio degli anni duemila, conferma quanto sopra: tutti i punti elencati sono stati a suo tempo risolti permettendo uno sviluppo a livello nazionale di una flotta di numerose unità che impiegano GNL come combustibile.

Anche il “North European LNG Infrastructure Project” del marzo 2012 della Danish Maritime Authority, co-finanziato dalla Comunità Europea, fornisce, tra le altre, raccomandazioni relative alle soluzioni più opportune per il rifornimento, agli aspetti economico finanziari, all’aspetto della sicurezza delle installazioni in condizioni di normale esercizio e di emergenza conseguente ad incidente, agli aspetti tecnici e operativi, ai processi autorizzativi e alla comunicazione durante i processi di consultazione delle varie parti coinvolte.

Nello studio viene analizzata, in particolare, la catena della fornitura del GNL, dai grandi terminali di importazione di GNL e/o impianti di liquefazione di GNL evidenziando le criticità connesse alla realizzazione di tali infrastrutture, le soluzioni per risolvere le varie problematiche e le realtà coinvolte (strutture portuali, armatori, etc.).



**Tabella 3: Flussi import-export via GNL nei paesi UE27, 2011 (mld/mc/a),
Cassa Depositi Prestiti - Studio di settore n. 03 – Marzo 2013 – Gas naturale
(Fonte BP, 2012)**

DA	USA	T&T	Perù	Belgio	Norvegia	Spagna	Oman	Qatar	Yemen	Algeria	Egitto	Libia	Nigeria	Tot.Import
A														
Belgio	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,05	0,28	0,08	0,00	0,00	0,08	6,57
Francia	0,00	0,41	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	3,24	0,18	5,75	0,86	0,00	3,61	14,58
Grecia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,98	0,08	0,00	0,08	1,3
Italia	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17	0,23	0,00	6,10	0,00	1,57	0,51	0,00	0,00	8,75
Olanda	0,00	0,08	0,00	0,09	0,09	0,00	0,00	0,37	0,00	0,08	0,00	0,00	0,08	0,79
Portogallo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,17	0,00	0,08	0,08	0,00	2,6	3,01
Spagna	0,17	2,55	1,94	0,18	1,31	0,00	0,17	4,79	0,00	2,35	2,35	0,08	6,64	22,53
Regno Unito	0,11	0,57	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	21,9	0,69	0,08	0,08	0,00	1,31	25,14
Totale Export	0,28	3,86	1,94	0,27	2,58	0,23	0,17	42,78	1,15	10,97	3,96	0,08	14,4	78,9

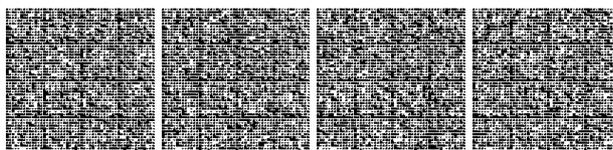
Secondo il “North European GNL Infrastructure Project”, dovrebbe essere realizzato un certo numero di terminali di piccole dimensioni in Danimarca, Norvegia, Svezia e Finlandia per l'anno 2020. Inoltre, ci sono piani per investimenti in strutture di piccole dimensioni, come punti di rifornimento GNL (banchine per bunkeraggio) in Germania, Belgio e Paesi Bassi che andrà ad integrare i terminali di stoccaggio di GNL esistenti.

Infatti, dal punto di vista delle infrastrutture di GNL nel Nord Europa, a fronte di terminali esistenti in Norvegia per il bunkeraggio di GNL (Fredrickstad 6.500 m³, Halhjem 1.000 m³, Agotnes CCB 500 m³, Floro 500 m³, numerosi sono i progetti di terminali di bunkeraggio di GNL pianificati o in via di realizzazione nel mare del Nord e nel Baltico: Antwerp (Belgio), Rotterdam (Olanda), Brunsbüttel (Germania), Goteborg e Stockholm (Svezia), Turku e Porvoo (Finlandia), Klaipeda (Lituania) e Swinoujscie (Polonia).

Sempre da quanto riportato nei documenti del “North European GNL Infrastructure Project” emerge inoltre che, al fine di selezionare la migliore soluzione per ogni singolo porto, si deve tener conto di una serie di parametri tra cui:

- volumi di bunkeraggio GNL;
- barriere fisiche presenti nel porto;
- aspetti logistici;
- tipologia di imbarcazioni;
- costi di investimento e di esercizio;
- sicurezza;
- normative tecniche e operative;
- questioni ambientali e normative.

Questi parametri devono essere presi tutti in considerazione anche se i volumi di bunkeraggio sono spesso il fattore determinante.



La domanda mondiale di GNL è stimata di circa 4,2 milioni di tonnellate nel 2020 e 7 milioni di tonnellate nel 2030: dall'analisi degli scenari di sviluppo della domanda, si può concludere che una gran parte della domanda deriverà dal trasporto marittimo di linea nelle diverse aree.

Dal punto di vista dei costi del sistema logistico-infrastrutturale di fornitura del GNL alle navi, sulla base di una stima basata sull'analisi di tre casi studio, il costo medio della supply chain è stato stimato a 170 €/tonn GNL. Lo studio, inoltre, ha esaminato la struttura del prezzo del GNL come combustibile rispetto all'olio combustibile pesante (HFO) ed al gasolio marino (MGO) tenendo conto dei seguenti aspetti:

- prezzo del carburante nei principali hub europei di importazione;
- costi delle infrastrutture;
- costi di stoccaggio;
- costo della distribuzione (hubs – strutture portuali – utenti finali).

La distribuzione di GNL in Italia rappresenta un'attività strategica per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per la riduzione delle emissioni di sostanze pericolose per l'ambiente e per la salute dei cittadini; il raggiungimento di una distribuzione efficiente ed efficace passa necessariamente dalla realizzazione di infrastrutture, opportunamente dislocate sul territorio nazionale, capaci di rendere disponibile il caricamento delle autobotti con il prodotto in forma liquida.

La Commissione europea ha svolto nel 2015 una consultazione per lo sviluppo di una strategia al fine di esplorare il pieno potenziale del GNL e dello stoccaggio di gas nel medio e lungo termine. La ragione del focus su gas liquefatto e stoccaggio, è che essi contribuiscono ad aumentare la sicurezza e la concorrenzialità delle forniture di energia europee, in particolare attraverso la diversificazione delle fonti. Il GNL secondo la Commissione Europea contribuisce ad abbassare i prezzi dell'energia aumentando la concorrenza sui mercati Ue. Un ruolo importante e necessario quindi, quello del GNL, nel processo di decarbonizzazione dell'economia dell'Unione Europea.

Anche il Giappone ha elaborato una strategia per lo sviluppo dell'uso del GNL che è stata presentata durante i lavori del G7 dell'energia nell'aprile del 2016. Uno studio approfondito con analisi storiche e tendenziali dell'uso di questa commodity in Giappone e nel mondo che testimonia la grande attenzione che vi è a livello globale su questi temi. Un dato importante è la previsione di crescita del 40% dell'uso del GNL a livello mondiale (in particolare in Asia) che dovrebbe passare da 250 milioni di tonnellate del 2014 a 350 nel 2020. Tre sono gli elementi individuati per favorirne lo sviluppo:

- accrescerne la commerciabilità attraverso la riduzione della taglia delle navi cargo, l'aumento dei partecipanti al mercato e l'eliminazione dei vincoli di destinazione geografica;
- sviluppo e accesso di terzi alle infrastrutture del GNL e alle infrastrutture a valle;
- abbandono dei prezzi fissati a priori che invece dovrebbero formarsi dinamicamente come risultato di incontro trasparente tra domanda e offerta.



5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

5.1 CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DI UNA IPOTESI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DI GNL SULLA BASE DEGLI ATTUALI SCENARI LOGISTICI DEGLI ALTRI PRODOTTI ENERGETICI

Per tracciare scenari logistici di lungo termine in un'ottica di distribuzione del prodotto GNL sul mercato nazionale per le varie destinazioni d'uso occorre tener conto di:

- suddivisione del sistema distributivo tra “distribuzione primaria” e “distribuzione secondaria”;
- possibilità di utilizzare, ed eventualmente riconvertire, le infrastrutture esistenti per lo stoccaggio dei prodotti in questione, per successivo scarico su navi o autobotti di GNL;
- sviluppo della domanda per uso bunkering, per autotrazione o altri usi;
- opportunità di approvvigionamento di tale prodotto in zone non metanizzate (quali ad esempio la Sardegna) mediante lo sviluppo di sistemi di stoccaggio e di mini-rigassificazione del GNL presso il punto di consumo o centri di distribuzione periferici.

La direttiva europea indica gli elementi principali che gli Stati Membri devono considerare per la definizione di una rete di punti di rifornimento per il GNL che includono, fra l'altro, i terminali, i serbatoi e i containers mobili di GNL nonché navi e chiatte cisterna.

Per quanto riguarda la rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, volendo attenersi ai requisiti minimi della direttiva 2014/94/UE, una rete di distribuzione di primo livello (cioè disposta lungo la rete TEN-T) dovrebbe contare almeno una decina di impianti.

La scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni dipende dalle decisioni imprenditoriali che saranno determinate da una serie di fattori sia tecnici che economici.

La fattibilità tecnica dovrà tenere conto di tutte le prescrizioni della normativa tecnica e di prevenzione incendi vigente oltre ad eventuali vincoli di carattere urbanistico, ambientale e/o paesaggistico.

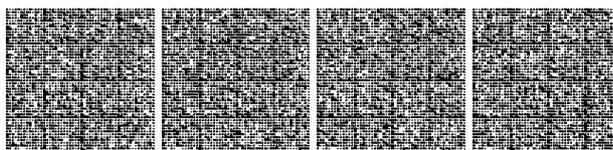
Una possibilità di sviluppo della rete di rifornimento in autostrada può essere costituita dallo svolgimento delle gare per le concessioni di distribuzione carburanti in autostrada, con la previsione di un riconoscimento qualitativo premiale per gli impianti che si dotino anche del GNL.

Sotto il profilo tecnico, è necessario completare quanto prima il quadro tecnico-normativo, con particolare riferimento alla disciplina di prevenzione incendi degli impianti stradali e degli impianti di stoccaggio primari.

Un iter autorizzativo semplificato e un sistema di incentivazione adeguato consentirebbero di agevolare gli investimenti nella rete di distribuzione, ad esempio per la realizzazione delle aree adibite alla distribuzione del GNL e per la diffusione dei mezzi alimentati a GNL.

5.2 CONSIDERAZIONI SULL'INFRASTRUTTURA NECESSARIA: MERCATO POTENZIALE

L'Unione Europea propugna l'uso di carburanti alternativi (Direttiva DAFI), promuovendo in particolare l'uso del GNL nei trasporti, per ridurre la dipendenza dall'olio e minimizzare



gli effetti negativi sull'ambiente (60% di riduzione delle emissioni di GHG nel settore trasporti nel 2050 rispetto al 1990). I recenti sviluppi tecnologici e il differenziale di prezzo tra greggio e gas hanno aperto la strada a nuove possibilità d'impiego per il GNL nel trasporto stradale delle merci e per la propulsione navale; in queste condizioni il GNL può divenire competitivo anche in nicchie di mercato nel settore industriale e residenziale.

In Italia il mercato del GNL ha già posto le premesse per lo sviluppo. Nel 2014, nell'area del Centro-Nord vi erano già operativi 8 distributori L-CNG cioè impianti approvvigionati con LNG ed erogatori CNG; 7 sono pubblici: Villafalletto (CN), Poirino (TO), Tortona (AL), Mortara (VA), Varna (BZ), Calderara (BO), Roma. Vi è poi un distributore L-CNG privato, impiegato dalla flotta di bus di Modena (SETA). Un nono distributore pubblico e il primo con erogatore GNL (e L-CNG) è stato inaugurato da ENI a Piacenza ad aprile 2014. Nel 2015 è stato aperto un secondo punto vendita con erogatore GNL (e L-CNG) a Novi Ligure ed a maggio 2016 il terzo impianto a Castel San Pietro terme (Bologna) con le stesse caratteristiche.

Inoltre la prima nave a GNL è stata commissionata dalla Marina Militare italiana e sono state realizzate anche le prime installazioni GNL in siti industriali. Attualmente sono tutte alimentate con carro cisterna criogenico dal terminale spagnolo di Barcellona, Rotterdam (Olanda); Zeebrugge (Belgio) e Marsiglia (Francia).

5.3 IPOTESI DI SVILUPPO DELL'INFRASTRUTTURA

Al 2030, se le condizioni riguardanti il quadro regolatorio e quello fiscale saranno favorevoli, è auspicabile la realizzazione sul territorio nazionale di un'infrastruttura per la ricezione e utilizzazione del GNL, con installazione di apparecchiature sufficienti a coprire un volume globale di mercato di 3,2 Mton (4 Mtep). Un'ipotesi abbastanza verosimile potrebbe prevedere: 5 depositi costieri di GNL da 30.000 – 50.000 m³; 3 navi di cabotaggio da 25.000 – 30.000 m³; 4 bettoline; circa 800 stazioni di servizio GNL, anche con L-CNG.

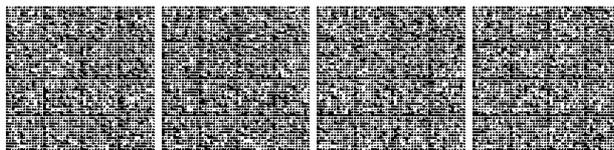
5.4 PUNTI CRITICI LEGATI ALL'INFRASTRUTTURA

I principali fattori critici sono:

- esistenza di una normativa su terminali costieri di piccola e media taglia;
- disponibilità di aree ben collocate, in seno ad insediamenti industriali;
- costi di realizzazione;
- propensione degli operatori industriali a investire in infrastrutture SSLNG;
- fiducia nella permanenza dell'attuale assetto fiscale dei carburanti gassosi;
- collocazione razionale dei distributori di GNL ed L-CNG;
- sinergie tra i diversi sistemi modali e operativi (es. interporti: opzione ferro + gomma; opzione distributori pubblici-privati);
- aumento dei modelli di veicoli offerti al mercato.

5.5 RETE DI RIFORNIMENTO DEL GNL PER USO AUTOTRAZIONE

Per quanto riguarda lo sviluppo della rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, la nuova direttiva 2014/94/UE del 22 ottobre 2014 (DAFI) “sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi”, obbliga gli Stati membri ad assicurare che, entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il



GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale TEN-T. Al fine di definire il suddetto numero di punti di rifornimento su strada, la direttiva suggerisce di tener conto dell'autonomia minima dei veicoli pesanti alimentati a GNL, indicando, a titolo esemplificativo, una distanza media di 400 km. Si osserva che la rete TEN-T di primo livello interessa l'intero territorio nazionale con una più alta concentrazione nel nord del Paese.

In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo–Napoli–Roma–Bologna–Modena–Milano–Verona–Brennero
- Asse Genova–Milano–Chiasso e Genova Voltri–Alessandria–Gravellona Toce
- Asse Frejus–Torino–Milano–Bergamo–Verona–Padova–Venezia–Trieste

Pertanto, in una ipotesi estremamente semplificata, volendo rispettare la distanza media dei 400 km, così come raccomandato dalla direttiva DAFI, un numero adeguato di punti vendita, costituenti una rete di distribuzione di primo livello, dovrebbe essere non inferiore a 10.

Si osserva, tuttavia, che per assicurare un livello di servizio superiore a quello minimo, tarato esclusivamente sull'autonomia dei mezzi, sarebbe necessaria una rete di distribuzione più fitta - perfino sulla stessa viabilità stradale - con un numero almeno doppio di punti vendita rispetto a quello sopra indicato.

Per quanto riguarda la scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni, non è possibile fare una previsione puntuale perché le decisioni imprenditoriali dipenderanno da una serie di fattori sia tecnici che economici. La fattibilità tecnica di ogni singolo impianto dipenderà in buona parte dal rispetto delle prescrizioni di prevenzione incendi, dalla disponibilità di aree adeguate e dal rispetto dei vincoli paesaggistici. Il rispetto delle distanze di sicurezza e delle prescrizioni di tipo urbanistico, oggi contenute in tutte le norme di prevenzione incendi riguardanti i gas naturale per autotrazione, potrebbero essere determinanti nella scelta dei siti di installazione.

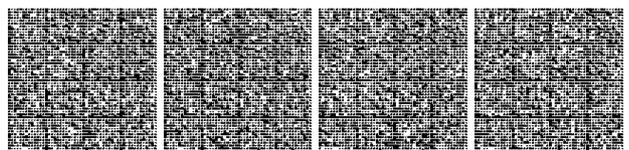
Relativamente alle analisi di tipo economico, si può solo prevedere che saranno sicuramente privilegiate le posizioni che intercettano flussi di traffico già consolidati per il trasporto pesante di merci, nonché stazioni stradali ed autostradali già esistenti presso le quali sia tecnicamente possibile ed economicamente conveniente aggiungere un impianto di distribuzione di GNL.

Si osserva inoltre che la redditività degli impianti è attualmente molto ridotta per l'assenza sul territorio nazionale di una base di approvvigionamento (cioè un punto di carico per autocisterne criogeniche) e questo rappresenta un freno importante allo sviluppo della rete di distribuzione stradale.

5.6 IMPIANTI DI STOCCAGGIO DI PICCOLE DIMENSIONI PER AUTOTRAZIONE, RETI LOCALI, TRASPORTO FERROVIARIO

Analizzando i risultati di un questionario compilato da aziende operanti sia nella progettazione-costruzione di impianti che nella filiera energetica è stato possibile avere una prima stima dei costi (limitata alle sole opere tecnologiche e agli oneri professionali) per la realizzazione di stoccaggi di piccole dimensioni quali:

- impianti a servizio di utenze civili (piccole reti canalizzate)
- impianti commerciali/industriali.



In particolare per tali impianti si evince che il costo (al netto dell'IVA) per serbatoi di capacità fra 30 e 50 ton varia da 270.000€ a 350.000€. A tale prezzo vanno aggiunti ulteriori componenti come, ad esempio, i costi per opere edili, per interventi di messa in sicurezza e/o per sistema antincendio, di valore complessivo pari a circa 80.000 €

5.7 UTILIZZO DEL GNL NEL TRASPORTO STRADALE PESANTE: AUTOCARRI E AUTOBUS

L'utilizzo del GNL come combustibile alternativo al diesel si basa sulla sua sostenibilità economica e ambientale. La sostenibilità economica è dovuta al suo minore costo a parità di contenuto energetico, che deve almeno compensare i maggiori costi legati alla specifica tecnologia. Il prezzo di acquisto o di trasformazione di un veicolo a GNL rispetto ad un equivalente veicolo diesel convenzionale varia da 15.000 € a 60.000 €. Oltre al maggiore costo delle componenti specifiche del motore e del sistema di alimentazione, nell'ordine di 5.000÷30.000 €, il secondo costo più importante per un veicolo a GNL è il sistema di stoccaggio del combustibile.

L'uso di GNL aumenta l'autonomia rispetto al GNC mantenendo i vantaggi in termini di emissioni ridotte rispetto al diesel. Lo stato liquido consente, a parità di volume, percorrenze circa 2,5 volte quelle del GNC, e poco meno della metà rispetto al gasolio.

La sostenibilità economica dipende principalmente dalla percorrenza annua chilometrica e dalla differenza di prezzo tra gasolio e GNL. Una differenza di costo di 0,15 €/tra il diesel (€/litro) e il GNL (€/kg) rappresenta il punto di pareggio per il trasportatore. I valori di risparmio tengono conto di tutti i contributi negativi (costo di acquisto del mezzo, costi finanziari associati, manutenzione, valore residuo).

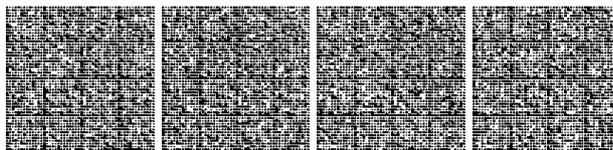
5.8 UTILIZZO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL) COME COMBUSTIBILE MARINO

La comunità internazionale attraverso le singole Amministrazioni e i canali di cooperazione sta esprimendo una crescente sensibilità per l'impatto delle attività umane sul sistema ambientale, dimostrando interesse e incoraggiando il settore dei trasporti marittimi verso l'utilizzo di gas naturale come fonte primaria di energia per la propulsione e la produzione di energia elettrica a bordo delle navi. Questa tendenza nell'ambito delle emissioni in aria è rafforzata dall'evoluzione della normativa internazionale, comunitaria e nazionale.

L'International Maritime Organization (IMO), con l'Annesso VI della Convenzione Internazionale MARPOL, di recente entrata in vigore e in evoluzione tramite i suoi emendamenti, ha stabilito i criteri e i requisiti per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico provocato dalle navi, per il controllo e la relativa riduzione delle emissioni a livello globale ed all'interno di ben definite zone di mare, Emission Control Areas (ECA).

L'utilizzo di gas naturale come combustibile è uno dei modi che l'industria marittima può adottare per soddisfare i limiti sempre più restrittivi di emissioni in atmosfera con riferimento a sostanze inquinanti, nocive e climalteranti, come gli ossidi di azoto (NOx), di zolfo (SOx) e l'anidride carbonica (CO₂) dovute all'utilizzo di combustibili tradizionali nelle normali condizioni operative della nave. Ci sono aspetti, tra cui quelli indicati di seguito, che rendono il GNL, usato come combustibile marino, una delle soluzioni tecnologiche più promettenti per l'industria marittima. Infatti, l'impiego di GNL in alternativa ai combustibili tradizionali consente:

- la riduzione quasi a zero delle emissioni di ossido di zolfo (SOx)



- la riduzione delle emissioni di ossido di azoto (NOx) per il rispetto dei limiti applicabili dal 2016 nelle zone “Nitrogen-oxides Emission Control Areas” (NECA)
- la riduzione del 20-25% delle emissioni di CO₂.

L'efficacia dell'impiego del GNL ai fini della riduzione dell'immissione nell'atmosfera di gas serra dipende dal tipo di motore e dalla gamma di possibili misure adottabili per ridurre il rilascio indesiderato di metano, essendo esso stesso un gas serra.

5.9 PROGETTO COSTA

Il progetto COSTA (CO₂ & other Ship Transport emissions Abatement by LNG), proposto dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti - Direzione Generale per il Trasporto Marittimo e per Vie d'Acqua Interne, con il coordinamento tecnico del RINA e presentato nell'ambito del bando delle Reti TEN-T del 2011, è stato approvato con Decisione della Commissione Europea C(2012) 7017 del 8.10.2012. I Paesi coinvolti sono l'Italia, partner coordinatore del progetto, la Grecia, il Portogallo e la Spagna. Il risultato più rilevante è il cosiddetto "LNG Masterplan" per le aree del Mediterraneo, del Mar Nero e dell'Atlantico.

Il progetto fornisce interessanti indicazioni e raccomandazioni per lo sviluppo del GNL come combustibile marino alternativo all'olio combustibile attualmente in uso.

E' stata fatta un'analisi della possibile futura domanda di GNL, della localizzazione geografica di tale domanda in ambito Europeo-Mediterraneo, delle possibili soluzioni tecniche e logistiche a supporto, a definizione di un piano europeo e della sostenibilità delle soluzioni analizzate. Dal lavoro di analisi sono emersi “gap” normativi a livello internazionale e nazionale.

L'adozione dell'IGF Code (International Code of Safety for Ships using Gases or other Low flashpoint Fuels) nel corso dello scorso 2015 ha colmato in parte tali “gap” e la pubblicazione di linee guida complementari (ad esempio su rifornimento, stoccaggio e addestramento del personale) contribuirà a ridurlo ulteriormente.

I “gap” normativi a livello nazionale dovranno essere affrontati dagli stati membri entro il 2016, data alla quale dovranno comunicare il proprio quadro nazionale previsto in accordo alla direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. Il quadro normativo preso in considerazione dal progetto COSTA prevede l'introduzione dei limiti di contenuto di zolfo nei combustibili a 0,5% dal 2020 nelle acque europee e a livello mondiale dal 2020 (o dal 2025) in funzione della decisione finale dell'IMO. Di seguito è riportata la sintesi dei limiti sui contenuti di zolfo nei combustibili marini:

- 0,1% dal 2015 nelle aree “Sulphur Emission Control Areas” (SECA);
- 0,5% dal 2020 (o 2025) in tutto il mondo (su decisione IMO);
- 0,5% dal 2020 nei mari non SECA degli stati membri e comunque 0,1% nei porti europei;
- 0,1% dal 2018 nello Ionio e nell'Adriatico (se gli altri stati membri che si affacciano su detti mari imporranno analoghi limiti)
- 0,1% dal 2020 nei mari italiani (se gli altri stati membri che si affacciano su detti mari imporranno analoghi limiti).



Ulteriori raccomandazioni indicate dal progetto COSTA sono indirizzate agli stati nazionali affinché i rispettivi quadri normativi risultino essere tali da supportare, attraverso incentivi finanziari, regimi fiscali appropriati e piani di ricerca, lo sviluppo di tecnologie e infrastrutture dedicate ai combustibili alternativi. Il progetto COSTA raccomanda una cooperazione tra gli stati membri tale da garantire una continuità di approccio e standard comuni per la valutazione delle infrastrutture di rifornimento, in termini di tipo, dimensioni, costi e ritorni sugli investimenti, sulla base di metodi di riferimento concordati e accettati, senza dimenticare la necessità di considerare America, Nord Africa e Medio Oriente nello sviluppo di standard sempre più internazionali e globali. Inoltre, nello sviluppo di un piano strategico per la diffusione del GNL, il progetto COSTA ricorda l'importanza di supportare il trasporto marittimo, mantenendo o incrementando la quantità di merce trasportata via mare, di evitare la formazione di corridoi specifici, colli di bottiglia o situazioni di distorsione del mercato, di promuovere la tecnologia europea nell'ambito della cantieristica navale sia per le nuove costruzioni che per l'adeguamento del naviglio esistente. Il progetto COSTA evidenzia l'importanza del fattore umano, raccomandando lo sviluppo di quanto necessario per assicurare addestramento e formazione del personale chiamato ad operare con GNL sia a bordo che a terra, e del personale coinvolto nella manutenzione di impianti, componenti e motori. Infine contiene le raccomandazioni relative all'accettabilità sociale del nuovo combustibile che implica la trasparenza della comunicazione e la riduzione delle incertezze.

5.10 CONFIGURAZIONE DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GNL NEL SETTORE MARITTIMO E PORTUALE

5.10.1 Premessa

Le Autorità Portuali, nella loro veste di soggetti pubblici cui è affidata la gestione dei porti internazionali e nazionali di maggiore importanza in Italia, devono esprimere attenzione all'evolversi dei percorsi normativi legati alla futura applicazione della normativa MARPOL ANNEX VI e della Direttiva 2014/94/UE, soprattutto al fine di poter valutare per tempo le potenziali conseguenze, le ricadute, l'impatto sul settore portuale nonché le possibilità di sviluppo offerte, che deriveranno dall'applicazione di queste importanti novità regolamentari.

E' una sfida per le Autorità Portuali, che dovranno ottimizzare l'utilizzo di tutti gli strumenti a loro disposizione sia per dotare il proprio ambito di competenza di infrastrutture adeguate a favorire lo sviluppo dell'intera filiera legata al GNL, in termini di approvvigionamento, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria, sia per supportare il settore portuale e logistico e le imprese che in esso operano.

5.10.2 Linee guida per lo sviluppo della rete nazionale GNL

La scelta dell'ubicazione delle stazioni di rifornimento fisse e di dove prevedere la possibilità di rifornimento con navi capaci di rifornire di GNL altre unità navali (nel seguito "bettoline") e/o autobotti è determinante per il futuro utilizzo del GNL e presuppone un'analisi accurata della domanda marittima. Assumendo che tutte le variabili esogene per l'utilizzo del GNL siano soddisfatte (iscrivibilità nei registri nazionali delle navi, ingresso nei porti nazionali di navi alimentate a GNL, possibilità di effettuare bunkeraggio, ecc.) o favorevoli (differenziale di prezzo rispetto ai combustibili tradizionali, presenza di incentivi, ecc.) è possibile analizzare quali fattori più strettamente legati all'elemento nave possano



indirizzare la scelta verso la propulsione a GNL e conseguentemente definire con maggiore attendibilità i possibili scenari di evoluzione della domanda di questo tipo di combustibile.

5.10.3 Tipologia di traffico

I servizi di linea, soprattutto quelli point-to-point nei quali una nave scala a brevi intervalli il medesimo porto, sono avvantaggiati nell'utilizzo del GNL sempreché in almeno uno dei porti scalati questo sia disponibile. Anche la distanza tra i due porti influisce sulla preferenza del GNL perché incide sull'autonomia della nave e sulle scelte di dimensionamento dei serbatoi da installare a bordo.

Per lo stesso motivo risultano avvantaggiati anche i servizi svolti in ambito portuale (rimorchio e bunkeraggio in primis), sebbene probabilmente in misura ridotta, considerato che il loro utilizzo avviene di solito in modo meno continuativo.

I servizi di feeder contenitori, pur presentando le caratteristiche di un servizio di linea, possono presentare lo svantaggio legato ad un più alto grado di intercambiabilità delle navi impiegate in un determinato servizio. Le navi da carico, impiegate sui mercati a tempo o a viaggio, sono meno favorite considerata l'assoluta incertezza dei porti scalati, la impossibilità di pianificare le operazioni di bunkeraggio e le lunghe percorrenze.

5.10.4 Età della nave

In linea generale maggiore è l'età della nave più può essere preferibile la sua sostituzione rispetto ad operazioni di adeguamento alle nuove normative. Tale adeguamento può risultare peraltro poco conveniente, e/o tecnicamente difficile, in particolare nel caso di adeguamento delle motorizzazioni all'impiego del GNL.

5.10.5 Area di traffico

Anche l'area di traffico può contribuire a indirizzare o meno verso l'utilizzo del GNL. Una possibile discriminante può essere legata alla maggiore sensibilità sociale verso i livelli di emissioni nel caso, ad esempio, di porti o collegamenti prossimi ad aree densamente popolate o già sottoposte a livelli elevati di inquinamento da altre fonti (traffico stradale, industrie, ecc.).

Un ulteriore fattore legato all'area geografica è relativo ai traffici con paesi le cui norme in materia di GNL possono differire da quelle europee. Nei traffici di short sea shipping, e in particolare in quelli mediterranei, la flotta italiana riveste un ruolo di primo piano e la presenza di differenti quadri regolatori può avere un forte impatto sulla competitività dei vettori.

Quello che a priori è inoltre già ipotizzabile, è che la domanda di GNL per uso marittimo evolverà secondo due diversi scenari: uno di breve periodo ed uno di periodo medio-lungo. In queste due fasi le domande da soddisfare saranno probabilmente diverse non soltanto per volumi ma anche per le soluzioni tecniche e logistiche impiegabili.

La rete nazionale di distribuzione del gas naturale in Italia è capillare e non trova uguali in Europa, il che inciderà anche sulle dinamiche dei prezzi del GNL.

Nella prima fase, di breve periodo (fino al 2020), si può ipotizzare che la domanda di GNL sarà piuttosto limitata sia sotto il profilo quantitativo che sotto quello geografico, essendo legata a tipologie di traffico e iniziative armatoriali circoscritte. In questo senso, e tenuto conto delle considerazioni di cui sopra, in relazione ai diversi fattori che influenzano la scelta



del combustibile, tale domanda potrebbe interessare i servizi di linea passeggeri costieri nazionali, nazionali ed internazionali brevi (viste le già vigenti limitazioni sui tenori di zolfo contenuti nei combustibili tradizionali) e i servizi portuali. In tale prima fase, (fino al 2020) si può ipotizzare che la maggiore domanda si collocherà in aree a forte traffico passeggeri con breve percorrenza e con rotte e scali definiti (essendo la quantità di combustibile necessaria ridotta e il punto di rifornimento facilmente individuabile). In tale fase, si può ipotizzare l'ottimizzazione della collocazione dei punti di rifornimento di GNL con criteri e modalità che li rendano idonei a servire anche il traffico pesante su gomma che transita per lo scalo marittimo o nelle sue vicinanze.

Nella seconda fase, di medio-lungo periodo (dal 2020 in poi), è probabile che lo scenario sopra descritto si modifichi, anche se non totalmente, a seguito di dinamiche non più legate alla sola domanda nazionale e ad uno specifico tipo di navigazione. Ad esempio, potrebbero avere interesse al GNL le navi passeggeri e porta contenitori che operano regolarmente su tratte definite.

Da queste considerazioni scaturisce l'esigenza di prevedere, quantomeno in ambito marittimo-portuale, la predisposizione di procedure semplificate e rapide, nel pieno rispetto della sicurezza e dell'ambiente, per l'approvazione e la realizzazione di impianti di piccole dimensioni (che consentano l'avvio di buone pratiche, analogamente a quanto avvenuto negli anni passati in Nord Europa) e per l'approvazione degli adeguamenti delle infrastrutture esistenti (ad es. terminali di rigassificazione off-shore).

5.10.6 Proposte di reti nazionali

La rete di distribuzione del GNL nei porti deve necessariamente comprendere sia porti appartenenti alla rete centrale della TEN-T, sia porti esterni. Ciò al fine di rendere più omogenea la distribuzione sulle coste nazionali.

Sulla base di quanto ipotizzato al punto 5.10.5 e considerata l'impossibilità di munire ogni porto di un punto di rifornimento di grandi dimensioni, assume rilevanza la configurazione di una rete che tenga conto delle varie soluzioni intermodali di rifornimento delle navi, vale a dire "nave-nave", "terra-nave", "camion-nave" e imbarco sbarco di serbatoi mobili (portable tanks), senza tralasciare la mutua utilità e necessità della rete in questione nei confronti del settore dei trasporti terrestri.

Questo fa sì che sia necessario individuare una specifica area di azione attraverso la creazione di reti di dimensioni geografiche ridotte, che tengano conto della geomorfologia e dei flussi economici tipici del nostro paese. Tali reti, dotate di soluzioni basate su standard comuni, devono concorrere alla formazione di una rete nazionale che a sua volta possa interfacciarsi con il panorama internazionale del GNL. Una ipotesi di reti come sopra descritte è individuabile nelle tre macroaree: area mar Tirreno e mar Ligure, area mari del sud Italia, area mare Adriatico.

All'interno di queste aree si candidano naturalmente i porti sedi di Autorità portuali, con depositi di piccola o media capacità, ognuno dei quali deve essere fornito delle possibilità di approvvigionamento, stoccaggio, rifornimento per navi, distribuzione e rifornimento non navale.

In tale direzione, si può così ipotizzare una rete di distribuzione del GNL, che coinvolga i porti già inclusi nei corridoi della rete transeuropea dei trasporti ma anche gli altri porti sede di Autorità portuale, che non appartengono alla rete centrale TEN-T ma che offrono l'opportunità di completare adeguatamente la rete di rifornimento, come già detto, con punti



di deposito e rifornimento di piccole o medie dimensioni che possano eventualmente servire anche il trasporto pesante su strada, ove le circoscrizioni portuali e ed i raccordi stradali lo consentano. Va, altresì, ipotizzata l'individuazione di 2 o 3 siti portuali idonei per la realizzazione di depositi e rigassificatori al fine di creare, in previsione di un utilizzo importante e diffuso del GNL, strutture di distribuzione per i corridoi Tirrenico ed Adriatico nonché per la rotta da Suez a Gibilterra.

La valutazione dell'opportunità di inserire un porto nella rete di distribuzione del GNL (a prescindere dalla sua appartenenza alla rete centrale TEN-T) è fatta sulla base:

- della presenza o meno nel porto di servizi di stoccaggio e distribuzione di combustibili tradizionali siano essi finalizzati ai mezzi di trasporto o ad altro utilizzo
- della sostenibilità dello sviluppo delle necessarie infrastrutture per il GNL in termini di investimento economico, domanda prevista e prospettica, accessibilità per i mezzi di trasporto che fruirebbero della infrastruttura e disponibilità di spazi atti alle operazioni di bunkeraggio.

5.10.7 Stima della domanda di GNL per il trasporto navale

Per quanto riguarda il trasporto marittimo, rispetto al trasporto su strada, la sostituzione e/o l'adeguamento delle flotte navali sarà frenata dai più lunghi tempi di rinnovo delle navi e dal più complesso sistema logistico (adattamento banchine, depositi etc.) richiesto per il set-up del mercato.

Nel lungo termine, tuttavia, le normative ambientali internazionali (IMO-MARPOL) ed europee, e il minor costo atteso del GNL faranno da volano per il suo sviluppo in questo settore. A tale proposito utilizzando i dati provenienti dal progetto COSTA, che sono basati sulle seguenti considerazioni:

- trasporto marittimo effettuato da navi in servizio nel 2012, impiegate solo su tratte a breve raggio, tra porti "Core",
- assunzione come stima del 25% del valore massimo teorico potenziale di bunkeraggio nel 2025,
- metà rifornimento nel porto di partenza e l'altra metà nel porto di destinazione,

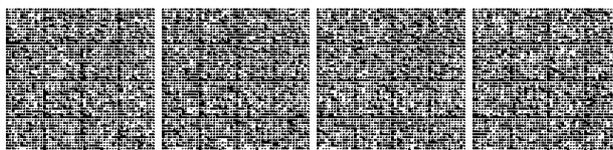
si è giunti ai valori riportati nella Tabella 4. È importante sottolineare che:

- i risultati sono comparabili perché le ipotesi utilizzate per ogni porto sono le stesse. (i risultati non devono essere considerati come valori assoluti oggettivi, dal momento che le ipotesi utilizzate rendono incerto il dato iniziale),
- i valori riportati si basano su dati provenienti da pubblico dominio.

Il 25% è stato scelto in virtù delle considerazioni riguardanti il mercato, l'età delle navi, la possibile presenza di nuove navi alimentate a GNL, ecc..

Inoltre, i porti "Core" sono stati raggruppati in tre gruppi, a seconda della posizione ed in base alla possibilità di rifornimento da terminali esistenti o previsti:

- Tirreno Settentrionale (rifornimento dal terminale di rigassificazione off-shore OLT FSRU Toscana e dal terminale di GNL Italia di Panigaglia): Genova, Livorno, La Spezia;



- Nord Adriatico (rifornimento dal terminale di Rovigo): Venezia, Ravenna, Ancona, Trieste;
- Mari del Sud Italia (rifornimento di combustibile da un terminale presunto nel Sud Italia): Napoli, Palermo, Bari, Gioia Tauro, Taranto.

Tabella 4: Dati provenienti dal progetto COSTA

CORE PORTS	Max theoretical value of LNG consumption m ³ /year	% Maximum Bunkering Potential	Potential LNG Bunkering Demand 2025 (m ³ /year)
GENOVA	1.295.803	25%	323.951
LIVORNO	816.237	25%	204.059
NAPOLI	700.786	25%	175.196
ANCONA	688.438	25%	172.109
PALERMO	654.691	25%	163.673
TRIESTE	622.262	25%	155.566
VENEZIA	584.914	25%	146.229
RAVENNA	502.535	25%	125.634
LA SPEZIA	365.464	25%	91.366
GIOIA TAURO	315.606	25%	78.901
BARI	152.418	25%	38.104
TARANTO	43.946	25%	10.987

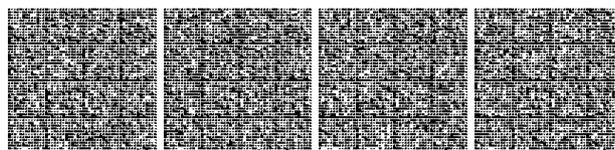
Ulteriori analisi hanno affrontato il problema suddividendolo in due parti: una prima, relativa alla domanda potenziale aggregata a livello nazionale, utile a definire scenari di medio lungo periodo, ed una seconda, relativa ad alcuni trasporti marittimi specifici, utile a valutare le potenzialità dei mercati più promettenti sui quali puntare per lo sviluppo del GNL.

5.10.8 Ricadute economiche sulla cantieristica navale

E' del tutto evidente che una valutazione delle ricadute sulla cantieristica italiana derivanti dalla progressiva adozione del GNL come combustibile navale non può che essere riferita ad uno scenario teorico ed ipotetico, non essendo prevedibile direzione e velocità di evoluzione delle numerose variabili che condizionano il processo di cui trattasi.

In relazione a quanto sopra si può ragionevolmente assumere che la propensione dell'armamento ad investire nella propulsione e nelle tecnologie GNL sarà decisamente influenzata:

- dalla previsione che venga realizzata con tempistica certa, in ogni caso compatibile con l'entrata in vigore delle nuove norme, un'adeguata rete di infrastrutture di rifornimento;
- da un differenziale di prezzo fra MGO, HFO e GNL tale da consentire ritorni finanziari e tempi di recupero dell'investimento ritenuti accettabili;
- dalla remuneratività (attuale ed attesa) del business, elemento fondamentale per l'accesso al credito;
- dalla esistenza di adeguati incentivi.



Come già detto, in mancanza di riferimenti certi in merito ai punti di cui sopra, per una valutazione dell'impatto sull'industria italiana è stato necessario riferirsi in questa fase:

- a volumi "teorici" di domanda basati su scenari tanto ragionevoli/credibili quanto per definizione ipotetici,
- a parametri tecnici ed economici desunti dagli studi condotti in questi anni in merito ai costi dell'uptake del GNL,
- a moltiplicatori del reddito e dell'occupazione della navalmeccanica nazionale anch'essi desunti dalla letteratura in materia.

In tale quadro, il dimensionamento del mercato potenziale è stato effettuato prendendo a riferimento lo scenario "centrale" dello studio COSTA, che assume l'esistenza al 2030 di oltre 600 unità alimentate a GNL operanti nello "Short Sea Shipping" Europeo.

Nell'ambito di detto ipotetico mercato di riferimento, la cantieristica nazionale non potrà che focalizzare la propria offerta sulle tipologie di navi che maggiormente si prestano per essere alimentate a GNL, per le quali essa dispone di competenze tecnologiche di primo livello: ci si riferisce segnatamente ai ferries, ai mezzi di supporto offshore ed in genere alle unità da lavoro in mare, nonché alle unità di dimensioni medio-piccole per il bunkeraggio di GNL oltreché, naturalmente, alle navi da crociera e militari.

Con riferimento ai ferry, si sottolineano le opportunità collegate alla più volte segnalata obsolescenza delle unità operanti in Mediterraneo, in particolare della flotta greca e di quella di alcuni Paesi del nord-Africa, oltre a quelle più in generale offerte dall'armamento nord-europeo e nord-americano.

Alla luce di tali premesse ed assumendo prudenzialmente che la cantieristica nazionale possa acquisire il 10% dei volumi indicati dallo studio COSTA, ne deriverebbe un fabbisogno complessivo di 60 navi in 15 anni, pari a 4 navi in media per anno fra conversioni e nuove costruzioni.

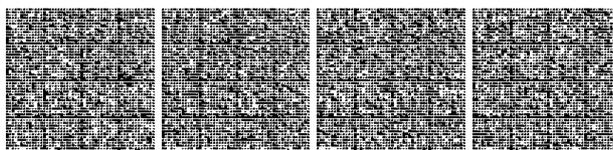
E' opportuno considerare che il nostro Paese da una parte possiede la principale industria del trasporto marittimo a corto raggio in Europa, dall'altra dispone di un'industria cantieristica che si pone ai vertici mondiali nei segmenti di naviglio a maggiore complessità tecnologica .

Come tale, essa è perfettamente in grado di far fronte alla futura domanda di conversioni, di nuove navi a propulsione con GNL o "GNL-Ready" grazie alle competenze tecnologiche e all'esperienza di cui dispongono già oggi i cantieri navali nazionali, la relativa "supply-chain" e la filiera nazionale del criogenico.

Le tecnologie disponibili consentono inoltre tutta la gradualità necessaria per passare da una fase "Dual- Fuel" fino all'uso esclusivo del GNL, garantendo la flessibilità operativa necessaria a consentire la sostenibilità economico e finanziaria della soluzione metano liquido.

Esaminando l'attuale "orderbook" e la flotta di navi a propulsione GNL, emerge infatti che la grande maggioranza delle navi in questione fa capo a società armatoriali operanti in aree SECA o in paesi che comunque offrono una qualche forma di sostegno all'investimento nelle tecnologie del gas.

Con riferimento a quanto richiamato sopra relativamente alla necessità di prevedere strumenti che incentivino il rinnovamento della flotta, possono essere presi in considerazione molti strumenti sebbene sia opportuno sottolineare che tali misure non devono comportare:



- distorsioni della concorrenza;
- introduzione di nuovi limiti di età delle navi (a livello nazionale);
- obblighi per le imprese ad effettuare gli interventi incentivabili.

Come indicato da fonti autorevoli (CENSIS) il sostegno finanziario al settore marittimo portuale consentirebbe di attivare un circolo virtuoso che, grazie al rinnovamento della flotta ed alla realizzazione di nuove infrastrutture, avrebbe significative ricadute in termini di reddito e occupazione.

5.11 SICUREZZA DELLO STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE

5.11.1 Quadro di riferimento tecnico normativo

Nell'ambito della sicurezza, dello stoccaggio e della distribuzione del GNL sono rilevanti per lo sviluppo del GNL quale combustibile marino:

- i depositi e i serbatoi di stoccaggio installati nei porti o nelle loro immediate vicinanze dove tali depositi possano rifornire o essere riforniti da navi gasiere o unità di ridotto tonnellaggio quali bettoline;
- i relativi collegamenti, diversi dalle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, che consentono l'ingresso e l'uscita dai depositi/serbatoi di GNL fino all'utilizzo finale, quali i collegamenti tra i depositi nei porti e le navi/bettoline e i collegamenti diretti tra due o più depositi di GNL;
- i componenti e gli accessori necessari al deposito quali ad esempio valvole, strumenti di misura, raccordi flessibili, giunti e pompe.

Dal punto di vista degli standard di sicurezza, per garantire una crescita coerente del settore del GNL è necessario tener conto delle normative esistenti e individuare le loro eventuali implementazioni necessarie. E' necessario anche tener conto degli aspetti relativi alla formazione del personale.

Un quadro di riferimento tecnico e normativo chiaro e stabile nell'ambito della sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione del GNL per i vari usi è fondamentale per garantire una crescita coerente ed uniforme del settore e va analizzato partendo dalle normative esistenti e dall'individuazione delle eventuali implementazioni necessarie.

Le tematiche correlate con la sicurezza delle installazioni del GNL sono legate alle caratteristiche del prodotto, all'osservanza della normativa tecnica e alla formazione del personale addetto.

Da ciò discende che gli aspetti di sicurezza legati al GNL sono quelli riconducibili ad un liquido criogenico e quelli riconducibili al gas naturale (in particolare potenziali rischi di incendio e/o esplosione) e sono intrinsecamente correlati alle caratteristiche chimico-fisiche del GNL e del GN e alle modalità di "conservazione" che permettono al GNL di essere stoccato allo stato liquido per essere utilizzato in un secondo tempo o tal quale oppure, dopo rigassificazione, come GN.

Per quanto riguarda le proprietà del GNL, sebbene il suo principale costituente sia il metano, nel valutarne il comportamento va considerato che il GNL non è metano puro e che quindi le sue proprietà variano in funzione della composizione del GNL stesso.



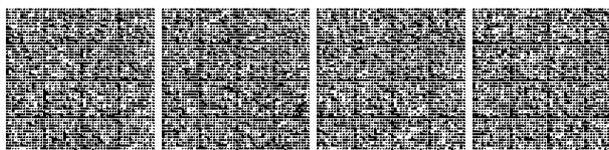
L'infiammabilità in aria del GNL varia durante l'evaporazione in funzione della composizione del prodotto di partenza e della differente velocità di evaporazione dei componenti la miscela. La composizione del GNL varia in funzione della composizione del GN da cui ha tratto origine e dai successivi processi di purificazione e liquefazione; va ricordato che, a sua volta, la composizione del GN di partenza varia in funzione della sua provenienza (area geografica di produzione).

Per quanto riguarda i limiti di infiammabilità, La Norma UNI EN 1160, la cui edizione vigente risale al 1998 (recepimento italiano dell'omologa norma EN del 1996, confermata nel 2011 dal CEN TC 282), riporta per il metano i tradizionali limiti di infiammabilità in aria, pari al 5% per il limite inferiore e al 15% per il limite superiore. La Tabella 6.1 riporta, per i principali composti presenti nel GNL, i limiti di infiammabilità (inferiore e superiore) per singolo componente estratti dalla Norma CEI-EN 61779-1 "Apparecchiature elettriche per la rilevazione e la misura di gas combustibili. Parte 1: Prescrizioni generali e metodi di prova", nella quale tali limiti vengono riportati quali indicativi per l'effettuazione delle prove specifiche relative alle apparecchiature elettriche per la rilevazione e la misura di gas combustibili (previste dalla norma medesima). Anche documenti elaborati dal CIG (Comitato Italiano Gas), quali le vigenti edizioni della Linea Guida 7 CIG "Classificazione delle dispersioni di gas" e della Linea Guida 16 CIG "Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzate della dispersione sulla rete di distribuzione per gas con densità ≤ 0.8 e con densità > 0.8 ", sono stati revisionati facendo riferimento ai limiti di infiammabilità riportati nella Norma CEI-EN 61779-1.

Tabella 5: Caratteristiche di infiammabilità (Norma CEI-EN 61779-1)

	Limite inferiore di infiammabilità (% volume)	Limite superiore di infiammabilità (% volume)	Flash Point	Temp.di ignizione
Metano	4,40	17,0		537
Etano	2,50	15,5		515
Propano	1,7	10,9	-104 gas	470
n-Butano	1,40	9,3	- 80 gas	372
i-Butano	1,3	9,8	gas	460
Pentano (miscela di isomeri)	1,40	7,8	-40	258

Il GNL si differenzia dal GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) in quanto il GPL è una miscela di gas liquefatti che hanno una temperatura critica molto superiore alla temperatura ambiente e quindi possono essere liquefatti per compressione, raffreddamento o per compressione seguita da raffreddamento. Alla temperatura di 15 °C, in funzione della composizione della miscela stoccata, i GPL hanno tensioni di vapore tra 1.5 e 4 bar; i GPL sono stoccati in recipienti di acciaio al carbonio non coibentati con pressioni massime raggiungibili fino a 30 bar. Il comportamento di una nube di gas prodotta da GNL varia al variare della temperatura del gas evaporato dalla massa liquida. A temperature basse il gas ha densità maggiore dell'aria e permane in prossimità della pozza liquida ma all'aumentare della temperatura il gas diviene meno denso e più leggero dell'aria.



Le caratteristiche fisiche evidenziano grandi differenze tra GPL e GNL. Tali differenze si concretizzano in norme di sicurezza e di costruzione distinte (si vedano le nuove guide tecniche dei Vigili del Fuoco per gli stoccaggi di GNL) e in applicazioni complementari, con il GNL rivolto a taglie di utenza molto superiori rispetto al GPL: un esempio evidente è nell'ambito del trasporto stradale dove il GPL si indirizza all'alimentazione di veicoli leggeri mentre il GNL all'alimentazione di mezzi pesanti.

5.11.2 Fenomeni fisici associabili al GNL

Nella Norma UNI EN 1160 viene fatta menzione di tre particolari specifici fenomeni fisici, con differenti probabilità di accadimento, che possono essere ricondotti al GNL:

- **Rollover:** fenomeno per il quale grandi quantità di gas possono essere prodotte in un serbatoio di GNL in breve tempo. Il fenomeno è dovuto al formarsi nel serbatoio di due strati di GNL a densità diversa e ai relativi moti convettivi che si innescano tra detti strati. Tali moti causano una evaporazione del GNL e quindi un incremento della pressione nel serbatoio stesso che va tenuta in debita considerazione in fase di progetto del serbatoio.
- **RPT (Rapida Transizione di Fase):** quando due liquidi a temperatura differente vengono a contatto, possono generarsi reazioni esplosive in determinate circostanze. Questo fenomeno, chiamato rapida transizione di fase (RTP), può verificarsi quando vengono a contatto il GNL e l'acqua.
- **Bleve:** qualsiasi liquido al suo punto di ebollizione o ad esso prossimo e al di sopra di una certa pressione, evapora in modo estremamente rapido se rilasciato improvvisamente. Il fenomeno va considerato a livello di progetto delle valvole di sicurezza e del confinamento della perdita

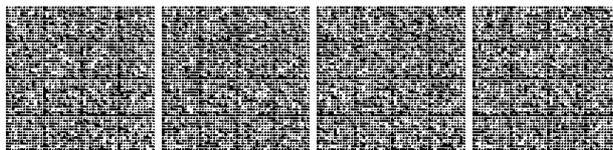
Occorre tuttavia sottolineare che la corretta applicazione delle vigenti disposizioni legislative e delle norme tecniche di specie minimizzano molto la probabilità di accadimento di detti fenomeni sino a renderli pressoché trascurabili.

Per quanto riguarda la progettazione è inoltre importante segnalare che la maggior parte delle norme UNI EN e UNI ISO applicabili al settore criogenico escludono il GNL dal proprio campo di applicazione; quindi tali norme non possono essere applicate in similarità quando il fluido criogenico è il GNL, ma sono necessari ulteriori approfondimenti e aggiornamenti normativi. Esistono comunque molte norme tecniche dedicate specificamente al GNL che approfondiscono molti degli aspetti costruttivi e di sicurezza.

Uno degli aspetti tecnico/costruttivi particolarmente importante ai fini della sicurezza è la scelta dei materiali da utilizzare: nella Norma UNI EN 1160 viene dedicato un intero paragrafo ai materiali utilizzabili (vengono riportati degli elenchi non esaustivi) nell'industria del GNL in quanto "la maggior parte dei comuni materiali da costruzione si rompono, con frattura fragile, quando vengono esposti a bassissime temperature. In particolare, la tenacità a frattura dell'acciaio al carbonio è molto bassa alla temperatura tipica del GNL (-160 °C). Per i materiali utilizzati che sono a contatto con il GNL deve essere verificata la resistenza alla "frattura fragile".

5.12 FORMAZIONE, INFORMAZIONE, ADDESTRAMENTO DEL PERSONALE ADIBITO AL GNL

Da quanto già analizzato risulta evidente che un aspetto fondamentale per garantire la sicurezza delle attività associate al GNL è la diffusione di una corretta formazione,



informazione e addestramento del personale addetto all'esercizio e manutenzione dei depositi di GNL oltre che delle persone che utilizzano il GNL, per esempio come carburante.

Programmi formativi del personale addetto alla movimentazione del prodotto, per esempio addetti allo scarico del prodotto presso gli impianti di utenza, potrebbero rappresentare un utile strumento di conoscenza delle tematiche di sicurezza associate alle operazioni di travaso del prodotto con notevoli risvolti per la sicurezza delle operazioni. Tali programmi formativi dovrebbero affrontare le precauzioni generali per il corretto svolgimento delle operazioni di travaso e gli aspetti legati al comportamento del GNL in caso di fuoriuscita nonché le necessarie azioni per la gestione delle eventuali emergenze nelle fasi di trasferimento del prodotto. Infine, un'adeguata preparazione deve essere prevista per gli utenti che intendono utilizzare il GNL come carburante per i propri mezzi di trasporto e, in questo caso, ad essi dovrebbe essere indirizzata una formazione specifica sulle metodologie di rifornimento e sui comportamenti da adottare in caso di eventuale emergenza.

5.13 ACCETTABILITÀ SOCIALE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

L'accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche, sia di grandi che di piccole dimensioni, da parte delle comunità locali e dell'opinione pubblica, è uno dei fattori condizionanti la loro realizzazione. La Strategia Energetica Nazionale del marzo 2013 riconosce che questa dinamica condiziona in molti casi la realizzazione di interventi prioritari per le politiche energetiche ed ambientali, e che è necessario adottare le iniziative che possano prevenire e minimizzare i conflitti attorno sia alle politiche di sviluppo delle infrastrutture energetiche che durante i singoli procedimenti autorizzativi.

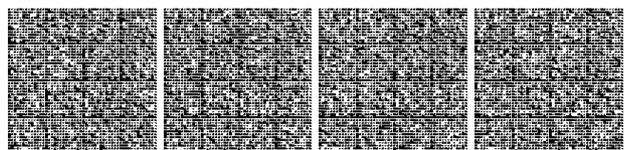
La capacità di comprendere, prevenire e interagire con le dinamiche di conflitto ambientale che si sviluppano intorno ai progetti di realizzazione di infrastrutture energetiche da parte dei diversi attori pubblici e privati, coinvolti, è un fattore cruciale ancora fortemente sottovalutato. Tale capacità chiama in causa il rapporto delle imprese con il territorio in cui operano e, in questa prospettiva, l'uso che viene fatto degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione che in alcuni casi sono previsti nella normativa dei procedimenti autorizzativi.

L'attenzione all'uso preventivo degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione anche quando non previsti dalle normative in materia di tutela ambientale e rischio industriale nei processi autorizzativi per le infrastrutture energetiche può costituire quindi un supporto di cui tenere conto anche nello sviluppo delle infrastrutture per la filiera del GNL per usi finali.

La principale tematica, già emersa nell'esperienza italiana, sotto il profilo dell'accettabilità sociale che caratterizza la filiera del GNL è quella del rischio incidentale in connessione alle dinamiche di conflitto ambientale relative ai procedimenti autorizzativi dei terminali di rigassificazione di GNL.

Ciò è collegato al fatto che il GNL, quando presente in quantità superiore alle 50 tonnellate, rientra tra le sostanze oggetto delle norme in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose. Appare utile evidenziare quindi che la quasi totalità degli impianti a servizio della distribuzione finale del GNL saranno costituiti da stoccaggi di capacità inferiore a tale limite.

E' quindi il tema del rischio incidentale nella catena logistica del GNL quello su cui è necessario concentrare l'attenzione nelle attività preventive di comunicazione, informazione



e partecipazione connesse alla realizzazione e alla gestione delle diverse tipologie di infrastrutture e mezzi interessati.

Gli aspetti della normativa UE su controllo del pericolo di incidenti rilevanti con sostanze pericolose sono stati significativamente rafforzati. Anche se riferiti solo ai grandi terminali GNL, sono molto rilevanti, in materia di accettabilità sociale, gli strumenti messi in campo dall'UE e dall'Italia per i progetti che ricadono tra i progetti di interesse comune (PCI) secondo il regolamento UE n. 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee. Per i PCI la UE ha chiesto uno sforzo rilevante ai paesi membri per snellire e rafforzare i procedimenti autorizzativi di questa tipologia di infrastrutture energetiche.

Il Governo italiano ha dato adempimento a quanto previsto dall'art. 9 del Regolamento UE n. 347/2013 con la pubblicazione del Decreto Ministeriale 11 febbraio 2015 con il quale il Ministero dello sviluppo economico ha approvato il "Manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni applicabili ai progetti di interesse comune". Il manuale recepisce tutti gli aspetti previsti dalla normativa e dagli orientamenti UE in materia di trasparenza e partecipazione del pubblico nei procedimenti autorizzativi dei PCI.

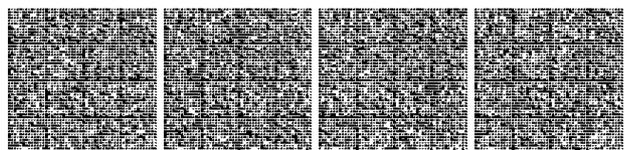
Le novità normative in materia di rischio industriale e procedimenti autorizzativi dei PCI inerenti la tematica dell'accettabilità sociale delle infrastrutture quindi non coinvolgono direttamente le tipologie prevalenti di impianti che dovranno essere realizzati per lo sviluppo della filiera degli usi finali del GNL ma costituiscono un riferimento utile anche come orientamenti e linee guida nella gestione delle problematiche di accettabilità sociale.

Nel caso dei piccoli e medi impianti di stoccaggio del GNL, non necessariamente dotati di funzioni di rigassificazione, il tema dell'accettabilità sociale deve essere quindi affrontato adeguatamente, fermo restando che il "track record" dell'incidentalità del GNL a livello globale, nei settori dove da anni è diffuso il trasporto e utilizzo del prodotto (molte navi gasiere per il trasporto del GNL utilizzano il boil-off gas per alimentare i motori principali della nave) è di assoluto primato per quasi totale assenza di eventi incidentali, come testimoniato dai più recenti studi che hanno raccolto evidenza su questo tema (studio DMA, North European LNG Infrastructure).

5.14 RUOLO DEGLI STRUMENTI DI INFORMAZIONE E PARTECIPAZIONE

Il primo passo per favorire la creazione delle migliori condizioni sotto il profilo dell'accettabilità per la realizzazione delle singole infrastrutture previste dalla strategia sull'utilizzo del GNL è stato quello di sottoporre al pubblico interessato i suoi obiettivi ed i suoi contenuti ad una fase di informazione, consultazione e partecipazione pubblica, preventiva alla sua definitiva approvazione. Nella prevenzione delle dinamiche di conflitto ambientale gli obiettivi degli strumenti di informazione e partecipazione da utilizzare nei procedimenti autorizzativi di singoli progetti sono:

- informare il pubblico interessato fin dalla fase ideativa
- comprendere prospettive, preoccupazioni, valori e conoscenze del pubblico interessato
- tenere conto delle indicazioni del pubblico interessato nel processo decisionale
- influenzare l'impostazione del progetto
- aumentare la fiducia del pubblico interessato
- migliorare la trasparenza e responsabilizzazione nella gestione del processo decisionale
- ridurre il conflitto.



Gli strumenti di informazione e partecipazione devono prevedere:

- un approccio il più possibile preventivo nell'attivazione degli strumenti e delle iniziative prima dell'attivazione formale del procedimento autorizzativo;
- un atteggiamento nell'uso degli obblighi di informazione e partecipazione che non sia burocratico e formalistico;
- un approccio condiviso da parte dell'impresa proponente e della pubblica amministrazione responsabile del procedimento autorizzativo, nell'uso degli strumenti di informazione e partecipazione.

Allo stato attuale le piccole e medie infrastrutture legate allo sviluppo della filiera del GNL ancora poco diffuse e conosciute, non costituiscono oggetto di dinamiche di conflitto ambientale come accaduto nel caso dei grandi terminali di approdo delle navi gasiere per lo stoccaggio e rigassificazione del GNL. L'obiettivo è quindi mettere in atto tutte le azioni che possano creare le migliori condizioni di accettabilità sociale nello sviluppo della filiera del GNL fornendo a tutti gli attori pubblici e privati strumenti e indirizzi utili sia a prevenire criticità legate a mancata informazione del pubblico interessato che alla gestione delle potenziali dinamiche di conflitto nella realizzazione di singole infrastrutture.

5.15 SITO WEB NAZIONALE PER L'INFORMAZIONE SULLA FILIERA DEL GNL

Il Ministero dello sviluppo economico attiverà un sito web dedicato alla informazione sulla filiera del GNL da configurare come hub unico informativo sia da parte delle articolazioni della pubblica amministrazione centrale e locale coinvolte, che delle imprese interessate. Il sito dovrà avere un'impostazione di divulgazione tecnico scientifica in modo da costituire uno strumento per la diffusione di una corretta informazione sul prodotto e sulle infrastrutture di stoccaggio e distribuzione. La definizione e lo sviluppo degli argomenti potrà essere condiviso con le Amministrazioni e con i settori industriali coinvolti, per il tramite delle associazioni di riferimento che potranno raccogliere le informazioni fornendo un quadro generale del settore.

Si indicano di seguito i principali contenuti del sito

- Illustrazione dei contenuti (obiettivi e strumenti) della strategia sull'utilizzo del GNL in Italia
- Materiale divulgativo di base sul GNL e sulle diverse articolazioni tecnologiche della filiera.
- Link ai siti e alle pagine web dedicate delle principali articolazioni istituzionali coinvolte nella filiera del GNL (VVFF, MATTM, MIT, Capitanerie di porto, Regioni, Stazione sperimentale combustibili)
- Raccolta di documenti inerenti la Legislazione (comunitaria e nazionale) e le disposizioni amministrative rilevanti per la filiera del GNL.
- Normative tecniche di riferimento per la filiera del GNL
- Documentazione sugli sviluppi della filiera del GNL in altri paesi a partire da quelli dell'UE
- Descrizione dei benefici ambientali



- Descrizione dei punti di forza del GNL
- Descrizione delle filiere di utilizzo
- Il sito dovrebbe fornire direttamente (o rendere accessibili tramite link) informazioni al pubblico interessato sulle tematiche di tutela ambientale e prevenzione del rischio di incidenti, evidenziando gli strumenti tecnici e gestionali che consentono di gestire le attività della distribuzione del GNL in sicurezza.
- Nel caso di impianti sottoposti a procedure autorizzative che prevedono obblighi informativi verso il pubblico interessato il sito dovrà rendere direttamente disponibile o accessibile (tramite link) la documentazione pubblica presente nei siti delle autorità competenti e delle imprese interessate.
- Nel caso di impianti sottoposti a procedure autorizzative che non prevedono obblighi informativi verso il pubblico interessato il sito può rendere disponibile degli schemi descrittivi generali di carattere divulgativo delle principali tipologie infrastrutturali (esempio il distributore di GNL per mezzi pesanti), delle specifiche problematiche di rischio, dei regimi autorizzativi specifici, e le specifiche misure di prevenzione richieste dalla normativa.
- Il sito può anche essere utilizzato come uno strumento per le Autorità competenti per fornire una risposta pubblica a quesiti ricevuti, con risposte preventivamente condivise in ambito di un coordinamento tecnico nazionale, anche con la presenza delle associazioni interessate.

5.16 ESAME DELLA CONTRATTUALISTICA ESISTENTE IN ALTRI PAESI

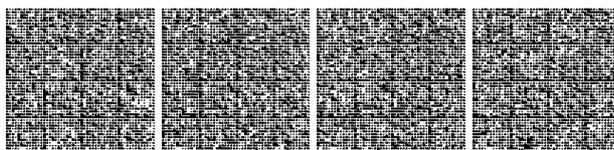
L'analisi della contrattualistica ad oggi presente negli altri Paesi (quali ad esempio Spagna, Belgio, Francia, Olanda) per i servizi Small Scale LNG fa emergere la necessità di favorire in modo organico lo sviluppo del nuovo segmento di business e dell'attuale quadro normativo. La scelta effettuata è che le modalità di offerta dei nuovi servizi di Small Scale LNG, in un quadro di competizione tra diverse scelte logistiche e di strutturazione della filiera non possano che essere effettuate senza vincoli di unbundling proprietario, così come già avviene per i carburanti tradizionali.

5.17 IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE DI TAGLIA RIDOTTA

Tenuto conto della distribuzione capillare di gas naturale già esistente in Italia può assumere interesse in alcuni casi anche la soluzione basata su impianti di liquefazione di piccola (4.000 – 20.000 ton per anno) e media taglia (20.000 – 100.000 ton per anno) che siano progettati per rimuovere i componenti accessori del gas naturale ed elementi pesanti ad un livello tale da garantire la liquefazione del gas in modo sicuro. Le attuali tecnologie di liquefazione per questa tipologia di impianti hanno creato numerose opportunità nelle applicazioni sia off-shore che on-shore. A seconda della qualità del gas disponibile e della capacità dell'impianto, i diversi sistemi necessari alla liquefazione possono variare da caso a caso. Tra i vantaggi comuni ai diversi impianti si evidenziano in particolare la disponibilità ed affidabilità della tecnologia, la possibilità di funzionamento senza presidio e la modularità e facilità di ricollocazione.

5.18 UTILIZZO DEL GNL NELLA REGIONE SARDEGNA

Un progetto di elevata rilevanza per l'impiego del gas naturale liquefatto (GNL) può essere costituito dalla metanizzazione della Sardegna, tematica di grande interesse da parte della



Regione, tanto da essere inserita nel Piano energetico e ambientale sardo 2014-2020. Ciò anche a seguito delle difficoltà di realizzazione del progetto GALSI (gasdotto di collegamento dall'Algeria all'Italia via Sardegna e con approdo a Piombino) dovute sia alla riduzione delle esportazioni di gas naturale dall'Algeria che al suo elevato costo di realizzazione. Di conseguenza, vari operatori hanno proposto diversi progetti alternativi, alcuni dei quali presentati al Ministero dello sviluppo economico anche nell'ambito dei loro piani decennali di sviluppo delle reti del gas naturale.

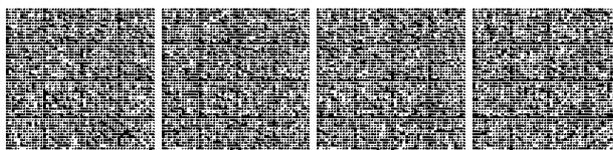
Detti progetti, tra loro alternativi, sono:

Tubazione di collegamento sottomarina e dorsale sarda: il progetto utilizzerebbe in senso inverso il tracciato del progetto GALSI ricadente nel territorio italiano, ovvero senza la tratta Algeria – Sardegna, e, partendo dalla costa toscana (Piombino), approderebbe ad Olbia per poi proseguire fino a Cagliari attraverso una dorsale da realizzare lungo l'isola da Olbia a Cagliari; tale opera:

- si configurerebbe come un'estensione della rete nazionale di trasporto del gas naturale;
- richiederebbe un tempo di realizzazione di circa 4 anni dall'ottenimento dell'autorizzazione;
- sarebbe dimensionata per la potenziale domanda sarda massima stimata in circa 500 milioni di mc/anno;
- non necessiterebbe della realizzazione di una centrale di compressione del gas in quanto risulta sufficiente la pressione del punto di uscita dalla rete nazionale di trasporto di Piombino;
- presenterebbe un costo di realizzazione di circa 1 miliardo da ripartire sulla tariffa di trasporto nazionale della rete del gas naturale per una durata di 20 anni e con un onere stimato in circa 120 milioni di euro all'anno, su tutti i consumatori italiani;
- garantirebbe una sicurezza dell'approvvigionamento pari a quella della rete di trasporto nazionale del gas e un potenziale pari trattamento di prezzo del gas del consumatore domestico sardo rispetto agli altri consumatori nazionali finché continuerà l'attuale regime di tutela;
- permetterebbe una competitività delle forniture del gas naturale alle industrie sarde in quanto tutti i venditori potrebbero accedere al mercato del gas sardo;
- presenterebbe tuttavia lunghi tempi di realizzazione ed un alto costo in rapporto ai consumi di gas naturale previsti nell'isola.

Rigassificatore: consisterebbe nella costruzione di un impianto di rigassificazione di GNL di piccola taglia connesso alla dorsale interna all'isola da realizzare con un costo complessivo stimato in circa 800 milioni-un miliardo di euro; tale soluzione:

- presenterebbe tempi più rapidi di realizzazione rispetto all'opzione gasdotto, comunque dipendenti dalla soluzione tecnica adottata per la sua realizzazione (offshore o onshore);
- consentirebbe di applicare un procedimento autorizzativo già sperimentato per altri progetti;
- avrebbe tuttavia un costo simile alla realizzazione del gasdotto da Piombino;
- necessiterebbe di un soggetto privato per la sua realizzazione (nessun progetto è stato sinora presentato).



Vi sono tuttavia alcuni aspetti da tenere in conto in quanto:

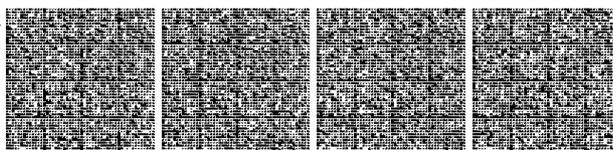
- potrebbe suscitare opposizioni locali alla sua realizzazione (come già avvenuto per altri progetti);
- necessiterebbe del rilascio della “Third Part Access exemption” (ovvero dell’esonazione dall’accesso di terzi) e della dichiarazione della strategicità per ottenere un iter autorizzativo accelerato e il possibile trattamento regolatorio incentivante da parte dell’Autorità di regolazione, senza il quale la sua gestione non sarebbe economicamente sostenibile;
- richiederebbe una norma per stabilire un sistema compensativo (del tipo “bonus gas”) per i clienti domestici sardi al fine di compensare il potenziale maggior prezzo del GNL rispetto al metano importato via gasdotto

SSLNG: tale soluzione prevedrebbe la realizzazione di più depositi costieri, o basati su navi cisterna ormeggiate in siti idonei (ad es. Porto Torres, Cagliari e Oristano) necessari per la ricezione via nave del GNL, con approvvigionamento effettuato presso altri terminali di GNL spagnoli o francesi e, in futuro, anche nazionali; in tal caso si potrebbe procedere alla metanizzazione dell’isola in modo graduale partendo dalle aree di Cagliari e Sassari che sono quella a maggior consumo. In particolare nella zona di Cagliari il GNL rigassificato potrebbe essere immesso nelle esistenti reti di distribuzione cittadine alimentate ad aria propanata, mentre nelle altre aree ove non risulta economica la realizzazione di una rete di distribuzione (per la bassa densità di popolazione e/o per la conformazione sfavorevole del territorio) sarebbe in una prima fase possibile effettuare le forniture sin da subito mediante il trasporto del GNL su gomma tramite cisterne criogeniche, scaricandolo in appositi depositi ubicati in prossimità delle utenze civili e industriali nonché nelle cisterne dei punti vendita carburanti per la fornitura di GNL (ed eventualmente di CNG-gas naturale compresso) per uso autotrazione; in una seconda fase, ove conveniente, sarebbe possibile procedere alla realizzazione di una dorsale interna al fine di connettere i vari depositi alle reti di distribuzione cittadine esistenti e a quelle da sviluppare.

La soluzione del GNL a piccola scala, considerando anche le incertezze della domanda di gas che dipende dai prezzi che potrebbero essere praticati in Sardegna (i quali dovranno anche tener conto dei costi di trasporto sostenuti) appare la migliore per la metanizzazione dell’Isola in quanto:

- presenta un’elevata flessibilità data la modularità nella realizzazione delle infrastrutture adattabile alla crescita dei consumi;
- consente un graduale sviluppo della rete interna;
- ha tempi più rapidi di realizzazione;
- permette l’utilizzo del GNL anche per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali.

In particolare relativamente allo sviluppo del GNL in Sardegna si segnala l’interesse di diversi operatori e sono stati già presentati alcuni progetti di depositi costieri di GNL.



5.19 PREVISIONI DI MERCATO PER SMALL SCALE LNG AL 2020, 2025 E 2030

Sulla base di quanto illustrato nei capitoli precedenti, si riportano per ciascun settore considerato gli scenari previsti per il 2020, 2025, 2030 relativi allo sviluppo del mercato Small Scale LNG.

Le previsioni sono state formulate sulla base delle procedure autorizzative in corso e degli studi già eseguiti dagli operatori di settore.

Come si può notare dalla tabella il contributo a breve-medio termine del GNL sia per il trasporto su strada, sia per quello marittimo, appare significativo con un conseguente impatto positivo sull'inquinamento atmosferico.

Si riporta un glossario esplicativo di quanto indicato nella tabella in calce.

Tabella 6: Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) di GNL presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	depositi da 30.000-50.000 mc
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	per una taglia da 1.500 mc liquidi fino a 10.000 mc liquidi
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL Veicoli nuovi		0	12-15% (ovvero 30.000 - 35.000 mezzi)	percentuale sul parco circolante sia mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (tonnellate/anno)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MIN			500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MAX			1.000.000	
Domanda di GNL nel mercato OFF-GRID (tonnellate/anno)			Industria: 1.000.000 - 2.000.000 Civile: 300.000 - 600.000	
domanda GNL bunker (tonnellate)		800.000	1.000.000	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35	
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25	
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10	
Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TENT-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL	3	5	7	
Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna	10	12	20	

Depositi Costieri

Nel 2020 si è previsto siano operativi solo i depositi relativi ai Terminali di rigassificazione di Panigaglia, Rovigo e Livorno (OLT).

Nel 2025 potrebbe entrare in esercizio un terminale di rigassificazione, nel Sud Italia, oppure potrebbe essere realizzato un terminale di ricezione.



Nel 2030 potrebbe entrare in esercizio un ulteriore terminale di rigassificazione o di ricezione.

Impianti di stoccaggio secondari

Si intendono impianti secondari sia costieri, sia interni.

Impianto di distribuzione (rifornimento) di metano integrati con GNL

Si tratta di impianti prevalentemente situati sulle strade statali principali a ridosso di svincoli autostradali, a causa delle problematiche poste dalle concessioni delle stazioni di servizio autostradali.

Mezzi di trasporto pesante su strada

Si è ipotizzata una prevalenza dei mezzi di trasporto nuovi rispetto a quelli di retrofit.

Domanda di GNL per autotrasporto

La domanda è stata calcolata in relazione al numero di veicoli previsto.

Penetrazione GNL nel mercato off-grid

E' stata prevista una ipotesi minima ed una massima, a seconda se il prezzo del petroli resterà attorno ai 30 \$/barile, o se risalirà a circa 100 \$/barile. Il mercato off grid considerato comprende sia i consumi industriali, sia quelli relativi ai mezzi di trasporto, sia gli usi civili.

Mezzi navali a GNL

Sono state indicate separatamente le previsioni relative a realizzazioni di nuovi mezzi navali e a conversioni di mezzi esistenti.

I dati riportati, qualora non sia indicato un range di variabilità, si riferiscono al caso il cui il prezzo del petrolio rimanga pari a circa 30 \$/barile, nel caso risalga a 100 \$/barile le previsioni potrebbero aumentare del 50/100%.

Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL

Verosimilmente ogni terminale di rigassificazione, di ricezione o di stoccaggio secondario disporrà di un punto di carico per i veicoli cisterna a GNL, fatta eccezione per gli impianti offshore. Quindi coerentemente con le ipotesi presentate in tabella, si ipotizza che degli 8 impianti di stoccaggio primari e secondari al 2020, solo 5 disporranno del punto di carico, 7 su 19 al 2025 e 10 su 35 al 2030.

Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL

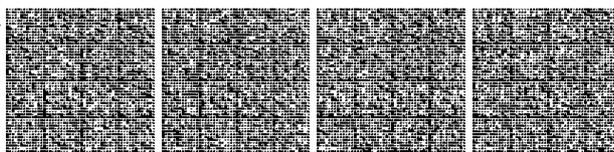
Si noti che attualmente i primi impianti di distribuzione di GNL, nati su iniziativa privata senza una programmazione concertata, non ricadono lungo i corridoi TEN-T. Inoltre le difficoltà inerenti le concessioni delle stazioni di servizio autostradali sembrano pregiudicare lo sviluppo di punti di rifornimento che non costringano ad uscire dalla autostrada. D'altronde, 5 impianti ben posizionati potrebbero soddisfare il requisito minimo UE dei 400 km. In sintesi si propone di ipotizzare 3 impianti nel 2020, 5 impianti nel 2025 e 7 impianti nel 2030.

Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna

Probabilmente, ogni impianto di stoccaggio costiero, primario o secondario, si doterà di un punto di rifornimento di GNL per navi. A questi si potranno aggiungere i porti che vorranno



dotarsi di una bettolina GNL in grado di rifornire le navi, per poi approvvigionarsi in un impianto di stoccaggio vicino. Al 2020, se si ipotizzano 3 depositi costieri e 5 impianti di stoccaggio secondari, di cui ipoteticamente la metà interni, si arriva a circa 5 punti di rifornimento costieri. Aggiungendo i porti serviti da bettoline e gli eventuali punti di rifornimento lungo le vie d'acqua interne si può arrivare a 10. Tenendo conto che i porti Core sono 14 e che alcuni altri porti potranno essere interessati all'opportunità per dimensioni o per tipo di traffico (Es. Messina), si possono ipotizzare 12 porti al 2025 e 20 al 2030.



6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

La differenza principale tra un veicolo a GNC e a GNL si rileva nel sistema di stoccaggio in fase liquida e nel dispositivo di vaporizzazione del combustibile.

Le principali tecnologie motoristiche presenti sul mercato si differenziano per il tipo di ciclo termodinamico (Otto con accensione comandata e Diesel con accensione per compressione), per il tasso di sostituzione del diesel (100% per i mono-fuel, 40-95% per i dual-fuel) e per il tipo di iniezione (diretta in camera di combustione o indiretta sul collettore di aspirazione).

La tecnologia di stoccaggio del GNL si differenzia essenzialmente per la presenza o meno di un elemento pompante.

L'utilizzo di serbatoi con pompa criogenica permette coefficienti di riempimento maggiori (gas naturale liquefatto sottoraffreddato e quindi a maggiore densità) ed è solitamente in combinazione con motori ad iniezione diretta per i quali viene richiesto il combustibile ad alta pressione.

Lo svantaggio è legato principalmente ai costi maggiori e alla necessità di manutenzione della pompa.

I serbatoi passivi che lavorano grazie alla pressione di equilibrio del GNL con il suo vapore saturo presentano maggiore semplicità costruttiva e sono solitamente in combinazione con motori ad iniezione indiretta sul collettore di aspirazione sia mono-fuel che dual-fuel. Il serbatoio criogenico dispone di valvole automatiche che permettono di prelevare il combustibile sia in fase gassosa che liquida in modo da mantenere la pressione ad un livello ottimale ed evitare lo scarico di sicurezza del vapore in atmosfera (venting). Un vaporizzatore riscaldato dall'acqua di raffreddamento del motore consente il passaggio di fase da liquido a gas, alla pressione di alimentazione del motore stabilita. Il gas è iniettato nel collettore d'aspirazione a una pressione di 4-9 bar. Tale valore corrisponde a una temperatura di stoccaggio nel serbatoio di -130 -140°C.

I motori, indipendentemente dal tipo di stoccaggio del GN o bio-metano, sono alimentati da combustibile in fase gassosa.

Per il rispetto dei limiti EURO VI i motori diesel necessitano di un filtro anti-particolato (FAP) e un catalizzatore de-NOx SCR (Selective Catalytic Reduction) con l'additivazione dei gas di scarico con urea e quindi un serbatoio supplementare e un sistema di dosaggio urea a valle del FAP. Nonostante la maggiore complessità del sistema di trattamento dei gas di scarico, l'efficienza di un motore a gasolio risulta comunque maggiore di quella di un motore a GN ad accensione comandata.

L'alimentazione a GN riduce drasticamente la tossicità dei gas di scarico e il contributo all'effetto serra (tank-to-wheel) nonostante il minore rendimento del motore sia per il gas di origine fossile che per il bio-metano in fase gassosa o liquida. I valori delle emissioni di ossidi d'azoto (NOx) e particolato (PM) riscontrati con alimentazione stechiometrica e convertitore catalitico trivalente sono molto contenuti, permettendo di rispettare i limiti EURO VI con ampio margine.

6.1 MERCATO POTENZIALE DEL GNL E RELATIVI IMPATTI

Un modello di simulazione denominato DSS "T-Road Europe" è stato elaborato da Iveco-CSST per quantificare le percorrenze che potranno essere svolte con veicoli a GNL nella rete stradale italiana, con orizzonte temporale al 2020, tenendo conto dei principali fabbisogni



commerciali e di scambio merci (struttura della domanda) e partendo da alcuni presupposti programmatici in materia di impianti e infrastrutture (struttura dell'offerta).

Con una specifica simulazione dei traffici merci nazionali al 2013, si è implementato lo scenario di mercato ritenuto più credibile per il trasporto merci stradale italiano operabile con veicoli GNL (*"GNL Best Case Scenario"*).

La struttura metodologica del modello consente anche di stimare il possibile beneficio, in termini di minori emissioni (CO₂, NO_x, PM), a cui si perverrebbe nello scenario operativo simulato. La valutazione si basa sul confronto tra uno scenario di movimentazione tutto-diesel (*"Business as Usual Scenario"*) e lo scenario operativo con parco GNL (*"GNL Best Case Scenario"*).

Il modello sviluppato per definire il mercato potenziale del trasporto merci stradale con GNL si fonda su alcune ipotesi, che rappresentano il background logico su cui poggia l'elaborazione. Si sono considerati i principali parametri funzionali di riferimento:

- una rete di primo livello delle aree di rifornimento GNL presso i principali porti e interporti e anche nei principali snodi e confini di Stato autostradali, ad esempio sul confine italo austriaco di Tarvisio (Udine); (Figura 3);
- una rete stradale che comprende la viabilità primaria nazionale e i collegamenti di adduzione per interporti e a porti;
- i traffici di riferimento composti dai veicoli merci utilizzati maggiormente per la lunga percorrenza (assimilabili ai veicoli con PTT >11 ton), alimentabili con la tecnologia GNL;
- un'autonomia dei veicoli commerciali pesanti alimentati a GNL pari a 600 Km;
- un indice di carico medio pari a 15 ton per veicolo, finalizzato al calcolo delle ton x km trasportate;
- una domanda potenziale rappresentata dai viaggi aventi per origine e destinazione località non più distanti di 20 km rispetto alle aree di rifornimento GNL più vicine, presupponendo che un autotrasportatore troverà conveniente utilizzare il mezzo a GNL solo se dovrà coprire un percorso specifico per il rifornimento pari a meno di 40 km (20+20 Km a un criterio di selezione dei viaggi interessati mediante calcolo del «raggio di adduzione variabile» per ciascun viaggio, al fine di selezionare ciascun viaggio avente origine-destinazione presso località (centroidi) distanti non oltre 20 Km dall'area di rifornimento GNL più vicina;
- inclusione nella domanda potenziale dei viaggi che prevedono lungo il percorso – tra origine e destinazione - la presenza di aree di rifornimento GNL non più distanti di 5 Km, in grado di assicurare un rifornimento intermedio durante il viaggio.

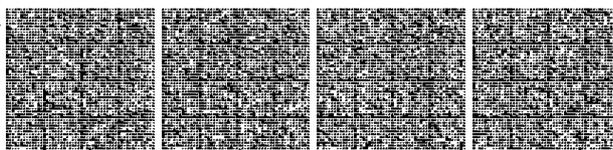




Figura 3: Localizzazione Porti ed Interporti

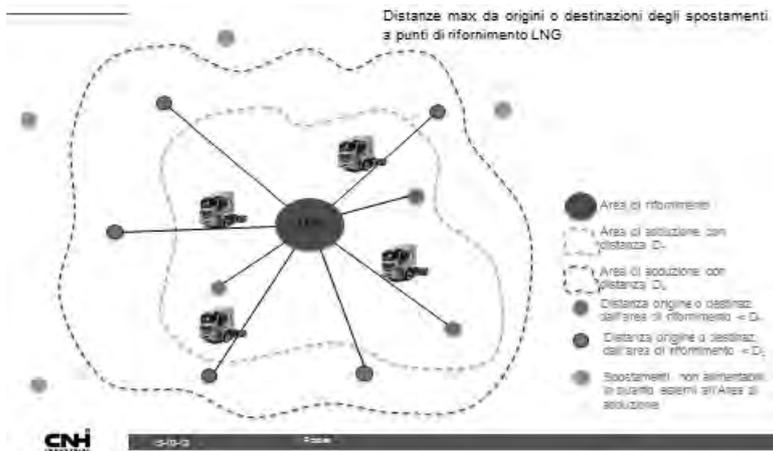
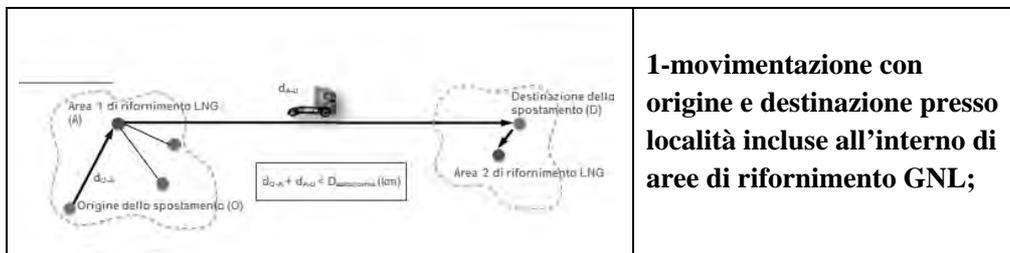


Figura 4: Schema delle Aree di Adduzione



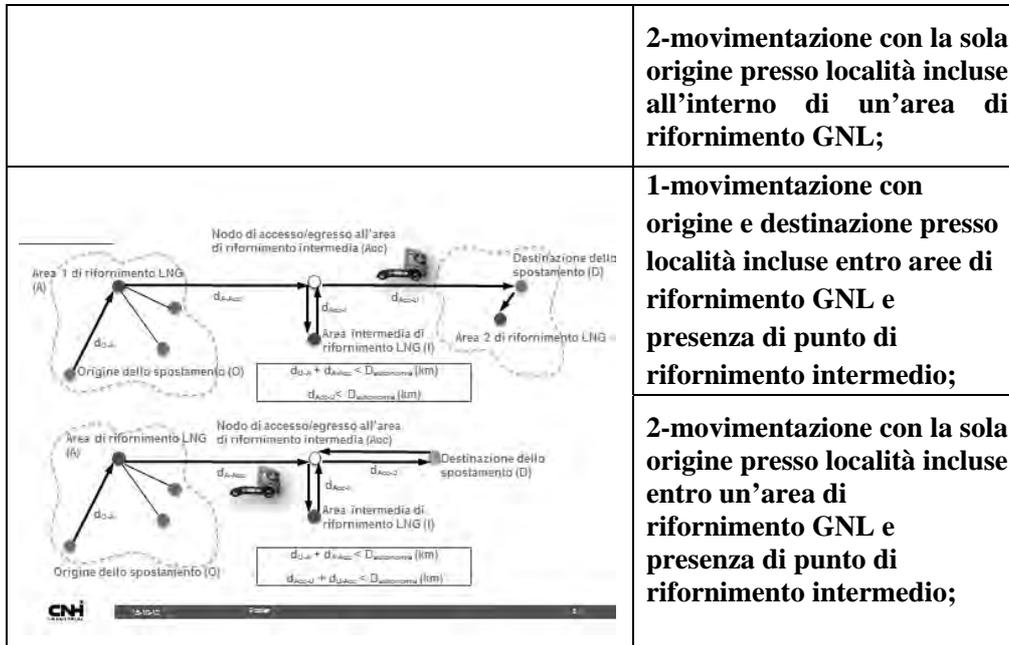


Figura 5: Schemi movimentazione

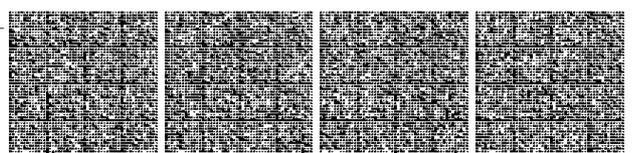
Il modello ha assegnato i 4 tipi di spostamento alla rete primaria nazionale, selezionando i traffici esercitabili con mezzi alimentabili a GNL e identificando il mercato potenziale del trasporto stradale merci con GNL (Fonte CNH).

6.2 RISULTATI

Il modello ha quantificato e localizzato gli spostamenti esercitabili con mezzi GNL, con due unità di misura standard: *numero di spostamenti da origine a destinazione (OD)*; *ton x km trasportate*.

Sulla rete stradale primaria italiana si effettuano 311.300 viaggi/giorno per movimentazioni merci. L'elaborazione indica un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL pari a ~75.800 viaggi/ giorno.

Circa un quarto degli spostamenti quindi, può essere effettuato con mezzi a GNL. Tra questi, oltre 50.000 sono spostamenti andata/ritorno che si avvalgono di un solo punto di rifornimento, usato all'inizio del viaggio. Ciò significa che gran parte degli spostamenti identificati si svolgono entro 300-400 km (Figura 6).



	Spostamenti					Totale
	OD<100km	OD tra 100 e 200 km	OD tra 200 e 400 km	OD tra 400 e 600 km	OD >600 km	
OD Dirette	2.381 (5,1%)	6.628 (7,3%)	8.233 (10,8%)	1.188 (1,6%)		17.288 (22,8%)
OD A/R	22.743 (50,0%)	18.821 (24,8%)	7.708 (10,2%)			48.271 (65,0%)
OD con rifornimento			3.060 (4,0%)	2.314 (3,1%)	3.869 (5,1%)	9.223 (12,2%)
TOTALE	25.104 (55,1%)	24.848 (32,1%)	18.990 (26,1%)	3.433 (4,6%)	3.869 (5,1%)	75.783 (100,0%)



15-10-12

Poster

13

Figura 6: Individuazione del mercato potenziale – Principali risultati

Le movimentazioni che si possono effettuare con mezzi a GNL riguardano circa 235 milioni di ton x km, pari al 32% delle movimentazioni totali attualmente presenti sulla rete stradale italiana (Fonte CNH).

6.3 BENEFICI AMBIENTALI

Le elaborazioni per stimare le minori emissioni dall'utilizzo del mezzo GNL per le missioni di trasporto merci di lunga percorrenza sono state effettuate su uno scenario 2025, presupponendo un definito assetto del parco circolante sulla rete nazionale, per i mezzi con PTT ≥ 18 ton:

Tabella 7: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

Parco solo diesel		Parco con quota GNL (sostituzione Euro IV)	
Euro IV	25,9%	Euro IV	17,9%
Euro V	32,3%	Euro V	32,3%
Euro VI	41,8%	Euro VI	41,8%
GNL	0%	GNL	8,0%

E' stata effettuata quindi un'assegnazione modellistica comparata sulle emissioni complessive del traffico merci riconducibile a questa tipologia di mezzi.

Questa scelta di metodo consente la stima più credibile e corretta, in quanto tiene conto di tutte le condizioni operative del sistema, a partire da un'evoluzione logica e verosimile della struttura del parco circolante.

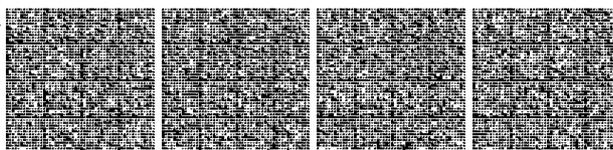
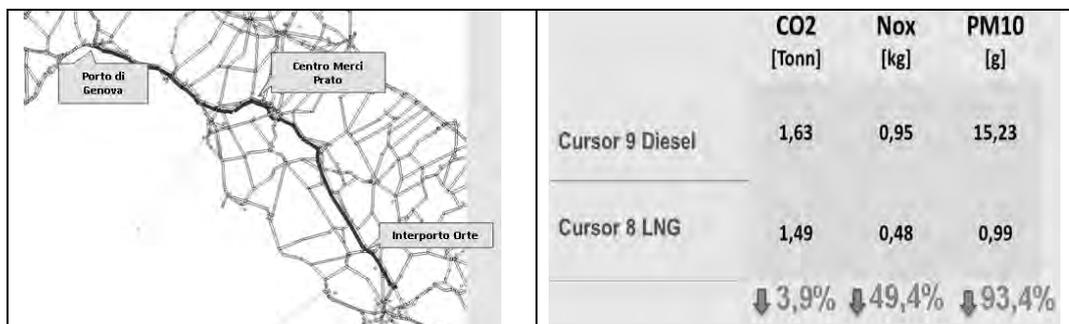


Tabella 8: Composizione del parco ≥ 18 ton – scenario 2025

	Parco solo diesel	Parco con quota GNL (sostituz. Euro IV)	Diff %
CO ₂	1.561 ton	1.500 ton	-3,9
NO _x	5.289 kg	4.900 kg	-7,2
PM	120 kg	88 kg	-26,1

Il risultato evidenzia il notevole contributo che l'immissione nel sistema dei mezzi GNL può fornire per le strategie di riduzione delle emissioni, con forti vantaggi per tutte le tipologie di inquinanti e gas serra, in particolare per le emissioni di PM e polveri sottili.

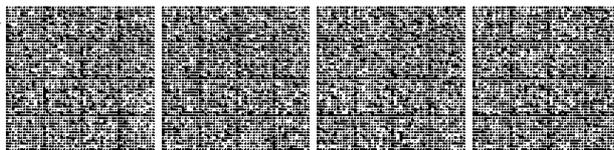
Questi vantaggi sono messi ancor più in luce se si esegue un'assegnazione comparativa per una sola missione-tipo. Estrapolando tra le migliaia di spostamenti origine-destinazione che compongono il modello la singola OD di 490 km Genova Porto – Roma Nord (via centro merci di Prato + Interporto di Orte), i benefici conseguibili sono indicati in Figura 7.

**Figura 7: Schema Benefici Viaggio Genova-Roma**

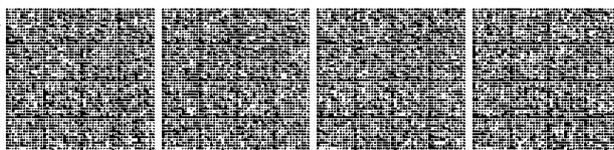
La domanda di gas del settore trasporti è, ad oggi, costituita principalmente da GNC per autotrazione. Tale domanda è attesa svilupparsi rapidamente nel prossimo decennio come GNL per autotrazione pesante e bunkeraggi. Sulla base delle ipotesi qui di seguito elencate si formula una previsione di eventuale scenario:

- un differenziale di prezzo della materia prima sufficientemente ampio e in allargamento tra gas e prodotti oil lungo l'arco di tempo considerato (2016-30);
- un regime fiscale che mantenga, almeno nelle fasi di sviluppo del mercato, una certa convenienza alla sostituzione di veicoli a benzina/diesel con GNC-GNL;
- un miglioramento delle tecnologie motoristiche a metano e, di conseguenza, maggiore disponibilità di veicoli sul mercato e riduzione degli extracosti dei nuovi veicoli;
- una modifica dei consumi di diesel pari a circa il 15% del totale trasporto pesante su strada al 2030 (poco al di sopra dell'1% al 2020);
- complessivamente il gas naturale è atteso soddisfare al 2030 oltre il 10% dei consumi totali di energia del settore trasporti in Italia (vs 2% oggi).

In termini di potenziale massimo a regime, il GNL potrebbe soddisfare fino al 20% della domanda italiana di energia per i trasporti. Un'infrastruttura in grado di supportare il massimo potenziale di penetrazione del GNL nelle applicazioni downstream è fortemente "capital intensive", pertanto il suo sviluppo richiede la soddisfazione di 4 fattori abilitanti:



- un quadro regolatorio definito e favorevole;
- la disponibilità di GNL in Italia;
- la convenienza relativa del GNL sulle alternative oil;
- disponibilità di una gamma completa di veicoli GNL a prezzi competitivi.



7 ALTRI USI INDUSTRIALI

7.1 QUADRO DELLA DOMANDA ENERGETICA DEI MERCATI OFF-GRID E POTENZIALE DI PENETRAZIONE DEL GNL

Il GNL rappresenta un nuovo vettore energetico disponibile per rispondere alle esigenze energetiche delle utenze non raggiunte dalla rete di distribuzione del gas naturale. Il settore dell'industria risulta essere quello di maggiore attrattiva per il GNL; l'industria ha rappresentato in Italia, nel 2014, circa il 23% dei consumi energetici a fronte del 37% coperto dai consumi domestici e del terziario ed il 32% del settore dei servizi e dei trasporti.

In questo paragrafo si forniscono indicazioni numeriche relative ai consumi di energia nei settori individuati nell'introduzione, specificando le possibilità di penetrazione del GNL anche in funzione di diversi scenari di approvvigionamento ipotizzabili in futuro, proiettando le valutazioni a due scadenze temporali di medio e lungo termine. E' evidente, in queste valutazioni, il valore rappresentato dalla disponibilità di prodotto sul territorio nazionale ed è funzionale alla completezza della disamina l'individuazione di massima della taglia e della localizzazione di siti specificamente dedicati allo stoccaggio ed alla successiva distribuzione del GNL.

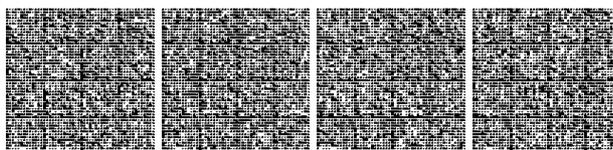
Considerata l'attuale capacità di approvvigionamento, la penetrazione nel mercato domestico e nel terziario appare, in questa fase, poco attraente per il GNL nel caso di utenze di piccola e media taglia. Il suo impiego in tale settore risulta condizionato dalle esigenze fisiche del prodotto che ne limitano molto l'uso in utenze che non hanno consumi continui nel tempo e, comunque, consistenti nei volumi.

La penetrazione del GNL nel mercato domestico potrebbe essere favorita nelle aree urbanizzate non collegate alla rete del metano.

Particolare situazione è quella rappresentata dalla Sardegna dove, anche a seguito del rinvio del progetto di metanizzazione attraverso il gasdotto dall'Algeria GALSI, le caratteristiche intrinseche del GNL potrebbero offrire una soluzione ambientalmente meno impattante per le attività industriali che impiegano combustibili non gassosi ed una opportunità per differenziare le fonti energetiche per le reti di distribuzione del gas che alimentano grandi agglomerati urbani.

Il GNL potrebbe anche essere utilizzato per alimentare stazioni di servizio che non possono essere allacciate alla rete del metano. L'ampliamento del numero di stazioni di servizio che erogano metano (L-CNG) in aree densamente urbanizzate (es. Roma, Milano, Napoli, Torino) grazie alla disponibilità di GNL, potrebbe favorire la diffusione di autovetture con questa alimentazione, unitamente alla conferma degli incentivi già previsti a livello nazionale e regionale. Si stima che almeno il 10% delle nuove stazioni di servizio CNG che verranno realizzate nei prossimi anni in aree urbane ed extraurbane potrebbe essere alimentato da auto-cisterna criogenica anziché da metanodotto, in modo da consentire l'erogazione di GNL allo stato liquido e/o gassoso.

Il mercato altri usi industriali (off-grid), che in Italia vale oggi circa 8 Mtep, è a sua volta suddiviso tra combustibili solidi che rappresentano circa il 50% del consumo totale, combustibili liquidi che rappresentano circa il 40% del consumo totale e combustibili gassosi, escluso il gas naturale, che coprono il restante 10%.



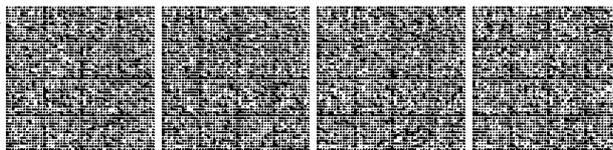
I vantaggi ambientali dell'impiego dei combustibili gassosi rispetto a quelli solidi e liquidi, uniti alle spinte delle politiche comunitarie verso la decarbonizzazione dell'Europa possono rappresentare importanti driver per lo sviluppo dell'impiego di GNL nelle utenze industriali. Lo sviluppo delle attività nel settore dell'energia rappresenta un potenziale volano di ripresa economica che può muovere ingenti investimenti e consentire di costruire futuri risparmi oltre ad essere, in generale, portatore di innovazione e indotto.

In un orizzonte temporale di lungo termine (2030) prospettive di penetrazione del 20% del GNL nel mercato appena descritto rappresentano un obiettivo realistico, il cui raggiungimento deve essere supportato da soluzioni concrete per la nascita di infrastrutture logistiche capaci di rispondere in modo efficace ed economicamente sostenibile alle richieste energetiche del settore. Dalla distribuzione dei consumi appare evidente la necessità di predisporre, anche per gli impieghi off-grid del GNL, una struttura distributiva che assicuri una disponibilità omogenea del prodotto sul nostro territorio con infrastrutture di stoccaggio capaci di soddisfare una richiesta che può essere quantificata, per le diverse applicazioni off-grid, in circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL.

7.2 PREVISIONI DI PENETRAZIONE DEL GNL OFF-GRID

Le previsioni di penetrazione del GNL nel mercato maturo delle utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia pongono come obiettivo di consumi a lungo termine, ovvero al 2030, circa 1 milione di tonnellate annue di GNL consumati dalle utenze industriali, da 0,5 ad 1 milione di tonnellate consumati dalle utenze della distribuzione di L-CNG ad uso autotrazione, e circa 0,3 milione di tonnellate consumate dalle utenze civili off grid. Il consumo totale ipotizzabile per le utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale si posiziona tra 1,8 e 2,3 milione di tonnellate di GNL.

La distribuzione dei consumi attuali fa prevedere, per i consumi industriali, una maggiore richiesta da parte delle regioni del nord ovest e del sud, in particolare le due isole maggiori, tuttavia tali prospettive potrebbero essere modificate qualora, sulla scia delle politiche comunitarie volte alla riduzione dell'inquinamento atmosferico, fossero messe in atto politiche di miglioramento dei parametri della qualità dell'aria che vedrebbero nelle naturali caratteristiche del GNL uno strumento importante di spinta alla riduzione dei maggiori inquinanti atmosferici. Per i consumi di L-CNG essi potrebbero essere distribuiti in modo abbastanza omogeneo sul territorio nazionale qualora le infrastrutture di distribuzione raggiungessero una adeguata capillarità sulla rete autostradale e nei maggiori centri abitati.



8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni iniziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 6, commi 1, 2, 4 e 6 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF, una lista non esaustiva dei quali è fornita nel seguito:

Tabella 9: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione del GNL per il trasporto

TITOLO	IDENTIFICATIVO	INIZIO	FINE	P= pilota S= studio L=Lavori
COSTA	2011-EU-21007-S	02/2012	04/2014	S
LNG RotterdamGothenburg	2012-EU-21003-P	01/2012	12/2015	L
Costa II East – Poseidon Med	2013-EU-21019-S	12/2013	12/2015	S
Greencranes: green technologies and eco- efficient alternatives for cranes & operation at port container terminals	2011-EU-92151-S	08/2012	05/2014	S/P
Poseidon Med II	2014-EU-TM-0673-S	06/2015	12/2020	S
CORE LNGas hive - Core Network Corridors and Liquefied Natural Gas	2014-EU-TM-0732-S	01/2014	12/2020	L/S
Sustainable LNG Operations for Ports and Shipping - Innovative Pilot Actions (GAINN4MOS)	2014-EU-TM-0698-M	01/2015	09/2019	S/L
Connect2LNG	2014-EU-TM-0630-S	10/2015	09/2018	P/S
GAINN4CORE	2014-IT-TM-0450-S	6/2015	09/2019	P/S
Small-scale liquefaction and supply facility for Liquefied Biogas as alternative fuel for the transport sector	2014-EU-TM-0503-S	06/2014	06/2019	P/S
LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube	2012-EU-18067-S	1/2013	12 /2015	P/S



9 DEFINIZIONI

Caricamento di navi bunker: caricamento di GNL su navi bunker che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL oppure depositi di bunkeraggio

CNG ovvero Compressed Natural Gas: il Gas naturale compresso (sigla GNC in italiano) è gas naturale compresso ad una pressione di 200-250 bar. E' utilizzato nelle vetture bi-fuel (benzina/ GNC)

Colonna di assorbimento: per assorbimento si intende il trasferimento delle componenti componenti di una miscela gassosa dalla loro fase di gas verso una fase liquida. L'apparecchiatura chimica destinata allo svolgimento dell'operazione di assorbimento gas-liquido è detta colonna di assorbimento (o torre di assorbimento).

Gas di Boil-Off (BOG): è il gas formatosi dalla evaporazione del GNL

Impianto Peak Shaving: impianto destinato allo stoccaggio di gas (GNL) utilizzato per soddisfare il picco di domanda

Indice di Wobbe: è il principale indice dell'intercambiabilità del gas naturale a parità di pressione. E' definito come il rapporto fra il potere calorifico superiore di un gas (PCS) e la radice quadrata della sua densità relativa rispetto alla densità dell'aria in condizioni standard (ρ).

$$IW = PCS / \sqrt{\rho}$$

ISO container: attrezzatura specifica del trasporto intermodale, cioè basato su più mezzi di trasporto (camion, navi e treni). Il container ISO (International Organization for Standardization) è un container le cui misure sono state stabilite in sede internazionale nel 1967 (Larghezza di 244 cm, altezza di 259 cm e lunghezze di 610 o 1220 cm).

L-GNC gas compresso ottenuto per rigassificazione da GNL

Parabordi, bricole e ganci a scocco: Protezioni in PVC per le barche, è una struttura formata da due o più grossi pali di legno legati tra di loro e posti in acqua, utilizzata per indicare le vie d'acqua e collettore di alimentazione (manifold): condotta che trasporta il GNL dalla nave all'impianto pompe criogeniche di rilancio: pompe che mantengono il gas condensato e lo spingono dall'impianto alla nave.

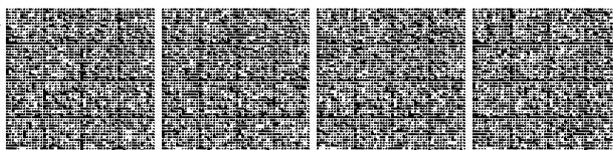
Potere Calorifico Superiore: è la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa, a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione siano riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente.

Rail Loading: caricamento di vagoni-cisterna ferroviari con GNL

Re-loading: trasferimento di GNL dai serbatoi (presso il terminale di rigassificazione) in navi metaniere

Reach stachers: veicoli usati per la movimentazione di container intermodali

Roll-on/Roll-Off (anche detto Ro-Ro): termine inglese per indicare una nave traghetto vera e propria, progettata e costruita per il trasporto con modalità imbarco e sbarco dei veicoli gommati (sulle proprie ruote) e di carichi, disposti su pianali o in contenitori, caricati e scaricati per mezzo di veicoli dotati di ruote in modo autonomo e senza ausilio di mezzi meccanici esterni.



Scrubber: apparecchiatura che consente di abbattere la concentrazione di sostanze presenti in una corrente gassosa, solitamente polveri e microinquinanti acidi (anche contenenti zolfo).

SECA ovvero Sulphur Emission Control Area sono le aree del Mar Baltico, del Mare del Nord e del Canale della Manica, identificate dall'IMO come Aree a controllo delle emissioni di zolfo

Soffianti: macchina operatrice termica che utilizza lavoro meccanico per imprimere energia di pressione ed energia cinetica al gas naturale presente all'interno della nave

TEU ovvero unità equivalente a venti piedi o TEU (acronimo di twenty-foot equivalent unit), è la misura standard di volume nel trasporto dei container ISO.

Le dimensioni esterne sono: 20 piedi (6,096 m) di lunghezza x 8 piedi (2,4384 m) di larghezza x 8,5 piedi (2,5908 m) di altezza. Il suo volume esterno è di 38,51 mc, mentre la sua capacità è di 33 mc. Il peso massimo del contenitore è approssimativamente di 24.000 kg ma sottraendo la tara (o peso a vuoto), il carico sulla parte interna può arrivare a 21.600 kg.

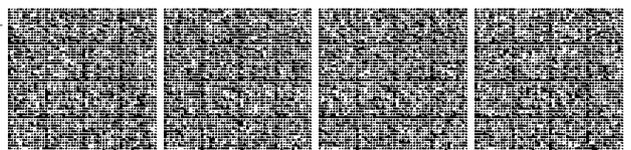
La maggior parte dei container hanno lunghezze standard rispettivamente di 20 e di 40 piedi: un container da 20 piedi (6,1 m) corrisponde a 1 TEU, un container da 40 piedi (12,2 m) corrisponde a 2 TEU. Per definire quest'ultima tipologia di container si usa anche l'acronimo FEU (forty-foot equivalent unit ovvero unità equivalente a quaranta piedi).

Anche se l'altezza dei container può variare, questa non influenza la misura del TEU.

Questa misura è usata per determinare la capienza di una nave in termini di numero di container, il numero di container movimentati in un porto in un certo periodo di tempo, e può essere l'unità di misura in base al quale si determina il costo di un trasporto.

Trans-shipment: trasferimento diretto di GNL da una nave in a un'altra

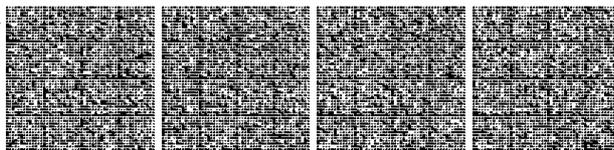
Truck Loading: caricamento di GNL su autobotte/autocisterna



Quadro strategico nazionale

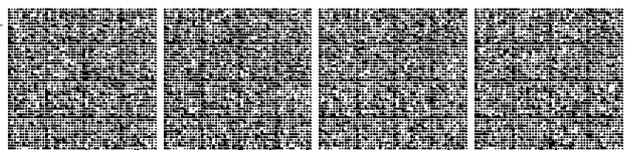
Sezione C: fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi

**Seconda sottosezione: fornitura di Gas Naturale
Compresso (GNC) per il trasporto stradale**



INDICE**LISTA DELLE TABELLE****LISTA DELLE FIGURE**

- 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI**
- 2 LO STATO TECNOLOGICO**
 - 2.1 INQUADRAMENTO GENERALE
 - 2.2 LA TECNOLOGIA ESISTENTE
- 3 LO SCENARIO ITALIANO**
 - 3.1 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO
 - 3.2 IL MERCATO DEI VEICOLI ALIMENTATI A GNC
- 4 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO**
 - 4.1 GLI SCENARI DI SVILUPPO
- 5 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'**
- 6 MISURE DI SOSTEGNO**
 - 6.1 CRITICITÀ OPERATIVE ESISTENTI
 - 6.2 MISURE STRATEGICHE PER LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE GNC
 - 6.2.1 Costanza di aliquote fiscali vigenti
 - 6.2.2 Modifiche necessarie al quadro normativo e regolatorio sul gas naturale utilizzato come carburante
 - 6.2.3 Incentivi finanziari e non finalizzati a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture
 - 6.2.4 Revisione delle normative tecniche di sicurezza per i nuovi PV a metano
 - 6.2.5 Incentivi per promuovere la realizzazione di nuovi PV a biometano
 - 6.2.6 Superare le difficoltà operative per garantire il rifornimento self-service
 - 6.2.7 Uso degli appalti pubblici a sostegno dell'uso del GNC
 - 6.2.8 Incentivi non finanziari finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC
- 7 INTEROPERABILITÀ A LIVELLO EUROPEO**



LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Diffusione veicoli alimentati a Benzina e CNG per Regione – Anno 2015

Tabella 2: Punti vendita a metano per regione e rapporto tra veicoli a metano e punti vendita

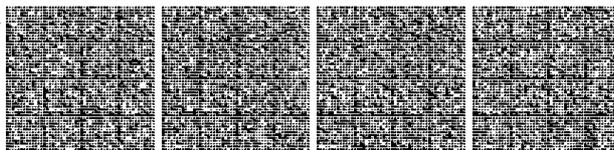
Tabella 3: “Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: urbano” (2013, Fonte Ispra)

Tabella 4: “Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: totale” (2013, Fonte Ispra)

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT



1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

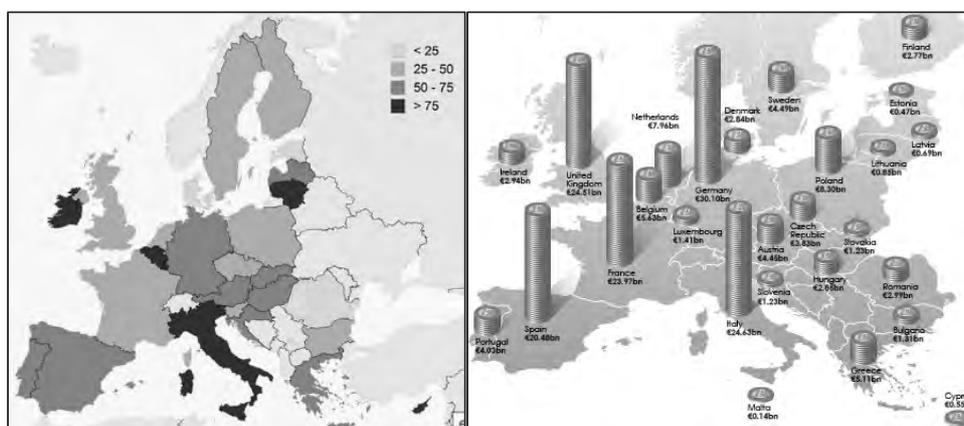
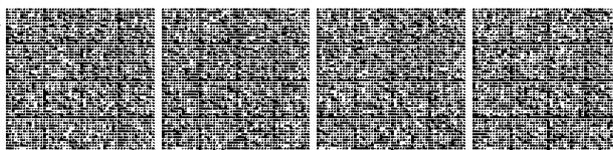


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del Gas Naturale Compresso (GNC) per trasporto stradale.



2 LO STATO TECNOLOGICO

2.1 INQUADRAMENTO GENERALE

Il Governo Italiano sta promuovendo, già da alcuni anni, alcune iniziative strategiche finalizzate alla riduzione del costo del trasporto, sia in termini di costi operativi interni sia di quelli esterni. Data l'orografia del territorio, le caratteristiche della struttura produttiva e distributiva e l'incidenza del costo chilometrico del trasporto di materie prime e prodotti nella catena del valore, il Paese ha necessità di concretizzare tali strategie. Il contributo che il Gas Naturale Compresso (GNC) può dare alla sostenibilità delle attività di trasporto è notevole, in ragione della maturità ormai acquisita delle tecnologie connesse all'alimentazione a Gas Naturale. Alcune iniziative sono state già assunte sia sul piano nazionale che su quello locale a supporto dello sviluppo del mercato del GNC.

2.2 LA TECNOLOGIA ESISTENTE

La valorizzazione delle risorse nazionali di gas naturale e delle tecnologie "automotive" per un sistema dei trasporti sostenibile è un'opportunità di cui il Paese deve dotarsi per sostenere la Green Economy, rendendo compatibile lo sviluppo economico e i target di contenimento delle emissioni previsti dagli accordi internazionali. Il comparto del trasporto industriale (*trasporto merci e trasporto pubblico di passeggeri mediante autobus*) presenta già oggi caratteristiche di organizzazione logistica e di esercizio e tecnologie mature per un utilizzo di carburanti alternativi tali da poter essere il campo applicativo per una riconversione energetica finalizzata a generare vantaggi per il sistema nel suo complesso.

In particolare, la tecnologia basata sull'utilizzo del Gas Naturale, sia nella configurazione GNC che GNL (*Gas Naturale Liquefatto*) per la propulsione dei motori adottati sui mezzi commerciali pesanti ha avuto un processo di miglioramento costante negli ultimi anni, in termini di efficienza nei consumi, di autonomia di abbattimento delle emissioni, di miglioramento degli standard di sicurezza e dei tempi di rifornimento.

Nel settore dell'autotrasporto, il veicolo alimentato a GNC o GNL, a fronte di un costo d'investimento leggermente più elevato rispetto all'analoga versione Diesel Euro VI, assicura costi di gestione con valori significativamente più bassi. Ciò consente un ammortamento dell'investimento più rapido: a seconda del mercato, infatti, il costo di esercizio di un veicolo commerciale a metano è tra il 20 e il 40 per cento inferiore rispetto a quello di un veicolo commerciale Diesel. L'opzione del GNC per il trasporto industriale è molto efficiente anche dal punto di vista dei costi esterni, grazie agli impatti contenuti sull'ambiente. Il gas naturale è infatti il carburante più pulito attualmente disponibile nel settore dei trasporti di media e lunga percorrenza, assicurando una riduzione del 10-15% di CO₂ rispetto alle alimentazioni tradizionali che può crescere ulteriormente nel caso di utilizzo esclusivo del bio-metano prodotto a partire da frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e residui.



3 LO SCENARIO ITALIANO

L'attività di distribuzione del metano come carburante è assoggettata alla stessa disciplina applicabile alla distribuzione di prodotti petroliferi tradizionali ed è stata definita, dalla legge, come un pubblico servizio. Nel caso di rete ordinaria, l'autorizzazione amministrativa per l'erogazione del servizio, viene rilasciata dal Comune competente per territorio mentre, per il servizio autostradale la concessione viene rilasciata dalle Regioni.

Al metano utilizzato per autotrazione, la legge ha riconosciuto la caratteristica merceologica di carburante, equiparandone la relativa disciplina a quella dei prodotti petroliferi tradizionali, sia per quanto riguarda l'accesso al mercato sia per quanto attiene alle modalità di distribuzione (consentendo, ad es. il self-service).

3.1 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

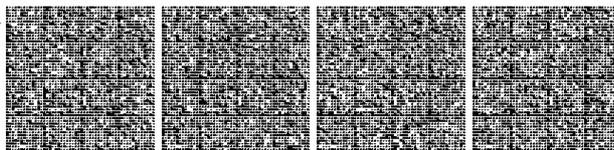
Un quadro normativo chiaro e stabile è di fondamentale importanza per garantire un armonico e pieno sviluppo del settore del GNC nei suoi diversi impieghi e per il sostegno alla realizzazione di un'adeguata infrastruttura per questo carburante ecologico.

- I. Il sistema di distribuzione dei carburanti è stato oggetto di una profonda riforma operata, in attuazione della legge 59 del 1997 - c.d. legge Bassanini - con il D.Lgs. 11 febbraio 1998, n. 32 (Razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti), successivamente modificato in più punti dal D.Lgs. 8 settembre 1999, n. 346 e dal Decreto Legge 383/99, ai quali ha fatto seguito l'art. 19 della legge 57/2001 che ha prescritto l'adozione di un Piano nazionale, emanato con DM 31 ottobre 2001, con il quale alle Regioni è stata riconosciuta una importante funzione programmatica. Il D.Lgs. 32/98, che ha ridisciplinato interamente la materia del sistema di distribuzione dei carburanti sulla rete di viabilità ordinaria, rappresenta il punto di partenza e la base normativa essenziale del processo di riforma del settore. Il successivo D.Lgs. 346/99 di modifica del decreto n. 32/98 ha rivisto la tempistica precedentemente stabilita, fissando termini più stringenti per i Comuni, prevedendo poteri sostitutivi da parte delle Regioni in caso di inadempienza. Ulteriori elementi di liberalizzazione sono stati, poi, introdotti dal DL 383/99, convertito dalla legge 496/99. Infine, l'articolo 19 della legge n. 57/01 (Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati) ha previsto l'adozione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato d'intesa con la Conferenza unificata, di un Piano nazionale contenente le linee guida per l'ammodernamento del sistema di distribuzione dei carburanti in coerenza con il quale le Regioni sono state chiamate a provvedere alla redazione di piani regionali sulla base di precisi indirizzi.
- II. L'art. 83-bis del Decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 recante "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione Tributaria", convertito in legge n. 133/2008, ha dettato disposizioni volte a liberalizzare l'attività di distribuzione dei carburanti, al fine di fornire risposte ai rilievi avanzati dalla Commissione europea in materia, riguardanti vincoli con finalità commerciali. Come noto, la norma vieta la subordinazione dell'attività di installazione e di esercizio degli impianti di distribuzione di carburanti alla chiusura di impianti esistenti e al rispetto di vincoli relativi a contingentamenti numerici, distanza minima tra impianti e tra impianti ed esercizi o superfici minime commerciali, o concernenti limitazioni od obblighi relativamente all'offerta di attività e servizi integrativi nello stesso impianto o nella medesima area. La norma mantiene



l'obbligo della presenza contestuale di più tipologie di carburanti nell'apertura di nuovi distributori (metano per autotrazione, Gpl o idrogeno). Si tratta di disposizioni recepite dalle Regioni con specifici provvedimenti.

- III. Si è provveduto, altresì, a riconoscere il ruolo di programmazione delle Regioni nella promozione del miglioramento della rete distributiva e nella diffusione di carburanti eco-compatibili, secondo criteri di efficienza, adeguatezza e qualità del servizio reso ai cittadini, promozione attuata da alcune Regioni (es. Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna) con apposite programmazioni mirate che prevedono l'obbligo di erogare carburanti a basso impatto in tutti i nuovi impianti. Ad oggi, tuttavia, non tutte le Regioni hanno elaborato questi documenti di programmazione per lo sviluppo del metano generando delle asimmetrie di mercato tra aree geografiche dello stesso territorio nazionale.
- IV. Il D.Lgs 28/2011 recepisce la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ricompresa nel pacchetto legislativo sull'energia e sul cambiamento climatico, che iscrive in un quadro legislativo gli obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Tali misure incoraggiano l'efficienza energetica, il consumo di energia da fonti rinnovabili e il miglioramento dell'approvvigionamento di energia. In particolare, la direttiva mira ad istituire un quadro comune per la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e, per ciascuno Stato membro, fissa un obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia entro il 2020. In particolare, l'articolo 8 del citato decreto legislativo, mira ad incentivare l'utilizzo del biometano nei trasporti demandando alle Regioni la semplificazione del procedimento di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di metano e dichiarando di pubblica utilità la realizzazione di impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti.
- V. Il Decreto-Legge n. 1 del 2012 (convertito nella Legge n. 27/2012) recante "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", all'articolo 17, reca misure in tema di liberalizzazione nella distribuzione dei carburanti. Nello specifico, il comma 8 attribuisce al MISE l'individuazione dei principi generali per l'attuazione dei piani regionali di sviluppo della rete degli impianti di distribuzione del metano che debbono essere orientati alla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione e per l'adeguamento dei piani esistenti. Il comma 9 dispone, invece, in merito alla promozione, produzione e utilizzo del biometano attraverso procedure e percorsi di semplificazione da inserire nei piani regionali di talune realtà geografiche nelle quali, ad oggi, manca una rete distributiva per il metano. In tali contesti i piani regionali debbono prevedere per i Comuni la possibilità di autorizzare con iter semplificato la realizzazione di impianti di distribuzione e di rifornimento di biometano anche presso gli impianti di produzione di biogas, purché sia garantita la qualità del biometano. Va segnalato che tale principio è stato richiamato nell'articolo 11 della L.R. n. 8/2013 della Regione Campania, in cui, tra i diversi aspetti, si prevede l'avvio di programmi per lo sviluppo della filiera del metano liquido.
- Il comma 10 attribuisce al Ministero dell'Interno, di concerto con il MISE, la possibilità di individuare criteri e modalità per l'erogazione self-service negli impianti di distribuzione del metano e del GPL e presso gli impianti di compressione domestici di metano, nonché l'erogazione contemporanea di carburanti liquidi e gassosi (metano e GPL) negli impianti di rifornimento multiprodotto. Tali criteri, enucleati nel D.M.



31 marzo 2014, prevedono la possibilità, previo adeguamento degli impianti di distribuzione alle nuove disposizioni, di effettuare il rifornimento di GPL o di metano in modalità self-service, sia durante gli orari di apertura (impianto presidiato) che presso impianti non presidiati. In questa seconda fattispecie, tuttavia, intervengono alcuni vincoli stringenti: a) l'impianto deve essere dotato di un sistema di videosorveglianza con registrazione; b) l'utente che effettua il rifornimento deve essere stato preventivamente autorizzato mediante l'attivazione di una apposita "scheda a riconoscimento elettronico" (nominativa e legata al veicolo) che sarà rilasciata dal gestore previa verifica dei requisiti tecnici del veicolo e dell'impianto installato sullo stesso. Inoltre l'utente deve ricevere adeguata istruzione sulle modalità di effettuazione del rifornimento in modalità self-service, comprensiva di una dimostrazione pratica e del rilascio di un opuscolo informativo. Il comma 11 prevede l'adozione di misure finalizzate all'inserimento (previsione) nei codici di rete di modalità di accelerazione dei tempi di allacciamento dei nuovi impianti di distribuzione di metano e per la riduzione delle penali da parte dell'AEEGSI nei casi di superamento di capacità impegnata previste per gli stessi impianti.

- VI. Al fine dello sviluppo della rete di distribuzione del metano, assume particolare rilievo la norma contenuta nel DDL Concorrenza, ancora all'esame parlamentare, che all'articolo 35, ribadisce la necessità/obbligatorietà di sviluppare la rete nazionale dei carburanti alternativi assicurando la presenza contestuale di più tipologie di carburanti nei nuovi impianti di distribuzione (carburanti alternativi), salvo che non vi siano ostacoli tecnico-economici per l'installazione e l'esercizio degli stessi (spetta al MISE, sentite, tra gli altri, anche l'AGCM e la Conferenza Stato Regioni, l'individuazione di questi ostacoli tecnici/oneri economici eccessivi e sproporzionati, tenendo anche conto delle esigenze di sviluppo del mercato dei combustibili alternativi ai sensi della Direttiva 2014/94 UE del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi).

3.2 IL MERCATO DEI VEICOLI ALIMENTATI A GNC

Nel 2014 l'immatricolato a metano ha superato quota 72.000 unità con una crescita di oltre il 6% rispetto al 2013 e le nuove immatricolazioni di modelli a metano hanno superato il 5% del mercato globale. Il parco nazionale di veicoli a gas naturale (NGV) a fine 2015 si prevede superi le 900.000 di unità.

Le Case Costruttrici offrono a listino una ventina di modelli a metano. Nuovi modelli a GNC potrebbero offrire maggiori sbocchi su un mercato dell'auto a benzina e gasolio. Ma la progettazione di nuovi modelli, e la realizzazione di nuove linee di montaggio comporta investimenti, che i costruttori potrebbero fare più volentieri in presenza di un quadro normativo ed incentivante definito e stabile.

La trasformazione di un veicolo a benzina Euro 1, Euro 2, o Euro 3, in uno a GNC, con un costo di circa 2.000 €, consente ancora oggi di ottenere un veicolo più rispettoso dell'ambiente, e più economico nei costi del carburante.

I veicoli alimentati a GNC circolanti in 7 regioni Italiane (Emilia Romagna, Marche, Veneto, Toscana, Lombardia, Puglia, Campania) rappresentano oltre l'81% dell'intero parco nazionale di veicoli a gas naturale. Tutte queste regioni fanno parte delle direttrici di traffico citate dalla linea guida TEN-T.

E' interessante anche notare la distribuzione dei NGV all'interno delle Regioni: nelle città di Torino, Roma, Napoli e Bari si concentrano più del 50 % dei veicoli della Regione.



Per una panoramica complessiva dell'andamento dell'immatricolato sul piano regionale nel decennio 2005-2015 si rimanda alla tabella seguente dove nella colonna "Bz-metano" si riportano i veicoli a doppia alimentazione benzina e metano.

Tabella 1: Diffusione veicoli alimentati a Benzina e CNG per Regione – Anno 2015

	Bz-Metano	Totale	Bz-Metano
ABRUZZO	22.347	847.233	2,6
BASILICATA	4.654	357.465	1,3
CALABRIA	4.242	1.215.172	0,3
CAMPANIA	63.492	3.335.372	1,9
EMILIA-ROMAGNA	204.919	2.754.792	7,4
FRIULI-VENEZIA GIULIA	2.824	769.583	0,4
LAZIO	28.715	3.707.456	0,8
LIGURIA	8.635	829.292	1,0
LOMBARDIA	64.812	5.879.632	1,1
MARCHE	114.734	993.976	11,5
MOLISE	4.879	202.873	2,4
PIEMONTE	34.521	2.833.499	1,2
PUGLIA	50.649	2.247.602	2,3
SARDEGNA	423	1.005.914	0,0
SICILIA	14.613	3.146.197	0,5
TOSCANA	81.240	2.378.924	3,4
TRENTINO-ALTO ADIGE	5.829	814.026	0,7
UMBRIA	33.660	613.739	5,5
VALLE D'AOSTA	582	147.147	0,4
VENETO	87.842	2.983.814	2,9
NON IDENTIFICATI	56	17.045	0,3
TOTALE	833.668	37.080.753	2,2

Tuttavia, a fronte di un avanzamento ormai maturo della tecnologia GNC per autotrazione, va considerata come fondamentale la criticità rappresentata dalla scarsa omogeneità e capillarità sul territorio della rete delle infrastrutture di distribuzione al dettaglio del GNC, che di fatto non consente una diffusione adeguata delle gamme di ultima generazione. Intercorre, infatti, una stretta correlazione tra numero di registrazioni di veicoli a metano e numero di stazioni di rifornimento.

Basti evidenziare che l'Italia e la Germania, che insieme detengono i 2/3 delle reti di erogazione GNC in Europa, costituiscono il 70% circa del mercato totale dei veicoli industriali GNC in Europa.

Il riferimento normativo di contesto su cui sviluppare un piano economico finalizzato a diffondere in modo significativo le stazioni GNC-GNL è rappresentato dalla Direttiva 2014/94/UE che, sulla base degli studi accompagnatori elaborati dalla Commissione, comporterebbe un impiego programmato di risorse private e pubbliche relativamente contenuto, stimato in 58 milioni di Euro.

La prospettiva di rendere disponibile il Gas Naturale anche in aree geografiche non servite dalla rete infrastrutturale esistente, consentirebbe l'impiego diretto e integrato del GNC e del GNL nel settore del trasporto industriale come carburante alternativo al Diesel per il trasporto urbano e regionale (per il quale risulta preferibile il GNC) e per quello a più lunga distanza (per il quale risulta preferibile il GNL).

In tale ottica si può ben inquadrare anche l'utilizzo del biometano che potrebbe avere un notevole ruolo in quelle aree rurali ove la rete del gas naturale è a distanze tali da rendere non economico l'investimento relativo alla connessione alle reti stesse o anche l'immissione in rete tramite carro bombolaio.



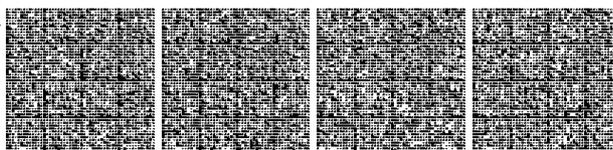
4 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

La rete Italiana è formata da 1086 stazioni di rifornimento GNC (stima 2015) di cui 40 in Autostrada. Il rapporto veicoli/stazioni di servizio, a fine 2014, è mediamente di 800 veicoli per ogni stazione GNC nettamente inferiore all'analogo rapporto per i carburanti tradizionali (benzina e gasolio) che si attesta intorno a 1.700 veicoli per stazione di servizio. E' da considerare che, al contrario delle stazioni di servizio tradizionali, le stazioni del metano hanno solitamente un solo erogatore e ciò, insieme al tempo più lungo necessario al rifornimento, può comportare tempi di attesa lunghi per gli automobilisti. La rete è sostanzialmente già conforme ai requisiti minimi di riferimento per la Direttiva DAFI (150 km tra due Stazioni di Servizio metano), salvo che nella Regione Sardegna, nella quale mancano del tutto distributori di carburante GNC per la mancanza di metanodotti e la attuale difficoltà di approvvigionamento di metano in forma liquida. In due regioni, Calabria e Sicilia, ci sono aree molto limitate del territorio dove il requisito minimo non è pienamente soddisfatto. Attualmente la rete, come si vede in tabella 2, aumenta significativamente i punti vendita (PV) ogni anno (circa 50 PV/anno). La quasi totalità dei PV è alimentata dal metanodotto, una piccolissima parte delle stazioni è alimentata con carro bombolaio. Si tratta solitamente di stazioni vecchie e con distanza non superiore ai 50 Km dalla "stazione madre" da cui si rifornisce di metano. Per la realizzazione di una nuova stazione GNC, alcuni vincoli tecnici importanti risultano essere, quindi, la distanza dal metanodotto (meno di 1000 metri) e la pressione di allaccio (inferiore a 3 bar). Tuttavia, ove risulta impossibile la realizzazione dell'impianto di distribuzione di metano tradizionale è possibile ricorrere a soluzioni innovative rappresentate dal GNL (Gas Naturale Liquefatto) e dal biometano. Queste soluzioni innovative hanno costi di realizzazione impianto e di logistica del carburante decisamente superiori a quelli relativi all'infrastruttura GNC tradizionale e pertanto necessitano di incentivi per la loro diffusione.

Per favorire un piano di sviluppo delle infrastrutture che parta dalle aree urbane come prevede la direttiva DAFI occorre puntare sulle soluzioni tecnologiche in grado di generare nell'immediato benefici sia per l'ambiente che per i costi operativi degli utenti.

Tabella 2: Punti vendita a metano per regione e rapporto tra veicoli a metano e punti vendita

Regione	Punti Vendita (PV) Metano							Veicoli/PV metano 2014
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
ABRUZZO	17	17	20	20	21	23	23	972
BASILICATA	6	6	7	7	8	9	9	517
CALABRIA	6	6	7	9	9	9	9	471
CAMPANIA	45	49	52	56	62	64	71	992
EMILIA-ROMAGNA	122	135	149	166	175	180	191	1.138
FRIULI-VENEZIA GIULIA	3	3	3	3	3	4	4	706
LAZIO	39	41	45	50	51	52	53	552
LIGURIA	7	7	7	7	7	8	8	1.079
LOMBARDIA	82	102	121	135	141	149	159	435
MARCHE	72	74	77	80	84	89	91	1.289
MOLISE	3	3	3	3	3	4	4	1.220
PIEMONTE	49	54	59	68	72	78	79	443
PUGLIA	41	46	49	55	61	63	63	804
SARDEGNA	0	0	0	0	0	0	0	0



Regione	Punti Vendita (PV) Metano							Veicoli/PV metano 2014
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
SICILIA	19	20	21	24	26	28	29	522
TOSCANA	70	78	82	88	95	98	102	829
TRENTINO-ALTO ADIGE	11	11	13	15	16	16	17	364
UMBRIA	24	24	25	29	31	31	33	1.086
VALLE D'AOSTA	1	1	1	2	1	1	1	582
VENETO	105	113	120	124	127	136	140	646
TOTALE	722	790	861	941	993	1042	1086	800

4.1 GLI SCENARI DI SVILUPPO

Negli ultimi anni, i veicoli metano (compreso retrofit) crescono mediamente di 85.000 unità mentre le stazioni di servizio crescono di poco più di 50 unità.

Tendenzialmente quindi si avrebbe la seguente situazione al 2020:

SCENARIO TENDENZIALE	AUTO METANO 2020	% METANO SU PARCO TOTALE	PUNTI VENDITA METANO 2020	VEICOLI/PUNTI VENDITA METANO
Italia	1.350.000	3,6	1.350	1.000

Mentre al 2025 si avrebbe la seguente situazione:

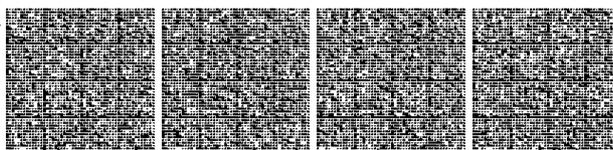
SCENARIO TENDENZIALE	AUTO METANO 2025	% METANO SU PARCO TOTALE	PUNTI VENDITA METANO 2025	VEICOLI/PUNTI VENDITA METANO
Italia	1.800.000	4,8	1.600	1.1215

Uno **scenario di sviluppo ragionevole**, che preveda costi proporzionati rispetto ai benefici inclusi quelli per l'ambiente, dovrebbe prevedere:

- al 2020 un numero adeguato di punti di rifornimento accessibili al pubblico negli agglomerati urbani/suburbani e in altre zone densamente popolate in modo da garantire la circolazione dei veicoli alimentati a metano;
- al 2025 una percentuale del 6% di auto metano rispetto al totale circolante con un rapporto di 1.200 tra veicoli e stazioni di servizio (modello Marche ed Emilia Romagna).

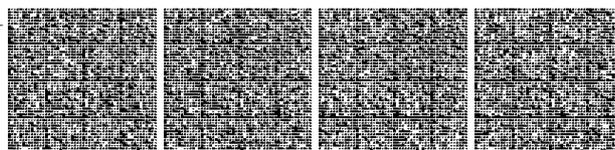
SCENARIO OBIETTIVO	AUTO METANO 2025	MEDIA NUOVI VEICOLI/ANNO	PUNTI VENDITA METANO 2025	NUOVI PUNTI VENDITA METANO/ANNO
Italia	2.300.000	130.000	1.900	79

E' perfettamente coerente con la direttiva DAFI avviare il programma di sviluppo dagli agglomerati urbani dove è maggiore sia il numero di veicoli circolanti che il problema di qualità dell'aria. A titolo di esempio si riportano i target attesi per 5 delle province Italiane con il maggior parco circolante per le quali si ipotizza un parco metano pari al 3,5% del totale circolante e una stazione di servizio ogni 1.200 veicoli:



PROVINCIA	PARCO CIRCOLANTE 2014	AUTO METANO TARGET 2020	AUTO METANO 2014	PUNTI VENDITA METANO TARGET 2020	PUNTI VENDITA METANO 2014
Roma	2.678.107	93.734	17.696	78	31
Milano	1.755.983	61.459	14.648	51	31
Napoli	1.717.338	60.107	28.973	50	26
Catania	755.947	26.458	6.116	22	8
Palermo	724.929	25.373	3.045	21	4

Traguardare l'obiettivo del 6% del parco circolante a metano al 2025 sarebbe coerente con gli scenari di graduale riduzione della dipendenza del trasporto stradale dai carburanti derivati dal petrolio con conseguente riduzione delle emissioni di CO2 oltre che dei principali inquinanti atmosferici. Questi obiettivi appaiono ambiziosi e legati da diversi fattori esterni, ma è molto importante utilizzare tutte le leve descritte per avvicinare quanto più possibile il target, tenendo conto che si tratta di un comparto in cui lo sviluppo dell'offerta può generare un notevole effetto-traino per la domanda.



5 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

Come già anticipato, il gas naturale è il carburante più pulito attualmente disponibile nel settore dei trasporti di media e lunga percorrenza, assicurando una riduzione del 10-15% di CO₂ rispetto alle alimentazioni tradizionali che può crescere ulteriormente nel caso di utilizzo esclusivo del bio-metano prodotto a partire da FORSU e residui. Questo significa che, in termini di emissioni di gas serra, i veicoli GNC possono essere considerati "puliti" come quelli a trazione elettrica, su base "well-to-wheel" (ossia dal punto d'estrazione a quello di utilizzo) se si considera il potenziale contributo del bio-metano.

In termini di inquinanti locali, le tabelle seguenti, relative alle emissioni rilasciate dagli autoveicoli, rispettivamente in ambito urbano e totale, mostrano come si riscontrano riduzioni di emissioni sia in termini di PM che di NOx, la cui entità è rilevante soprattutto rispetto al diesel.

Tabella 3: "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: urbano" (2013, Fonte Ispra)

Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001758	0,012889	0,022956	0,290725
Autovetture Diesel	0,043343	0,054474	0,064541	0,859305
Autovetture GPL	0,001488	0,012619	0,022686	0,186492
Autovetture Gas Naturale	0,001448	0,012579	0,022646	0,092054
Bus Diesel	0,235755	0,271363	0,309750	10,804344
Bus Gas Naturale	0,010593	0,045039	0,082928	5,141336
riduzione Gas Naturale/benzina	18%	2%	1%	68%
riduzione Gas Naturale/diesel	97%	77%	65%	89%
riduzione bus metano/bus diesel	96%	83%	73%	52%

Tabella 4: "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: totale" (2013, Fonte Ispra)

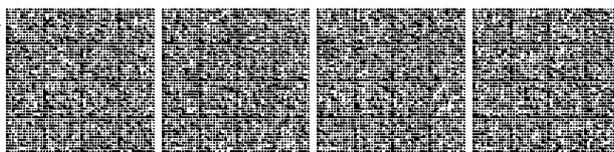
Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001335	0,009394	0,015961	0,186220
Autovetture Diesel	0,029212	0,036924	0,043092	0,682366
Autovetture GPL	0,001203	0,009147	0,015579	0,121540
Autovetture Gas Naturale	0,001179	0,009123	0,015554	0,070021
Bus Diesel	0,129833	0,150644	0,170047	6,467469
Bus Gas Naturale	0,010249	0,043822	0,080588	5,002739
riduzione Gas Naturale/benzina	12%	3%	3%	62%
riduzione Gas Naturale/diesel	96%	75%	64%	90%
riduzione bus metano/bus diesel	92%	71%	53%	23%



Sui veicoli GNC, inoltre, rumore e vibrazioni sono ridotte alla metà rispetto ai veicoli ad alimentazione tradizionale.

Di recente, sono entrate in vigore alcune misure promosse dal Ministero delle Infrastrutture e Trasporti che hanno il fine specifico di agevolare il ricambio del parco circolante degli automezzi che svolgono attività di autotrasporto in conto terzi mediante l'acquisto di veicoli commerciali alimentati sia a GNC che a GNL.

Risulta ormai matura la consapevolezza che la tecnologia GNC (e GNL) possa essere un importante pilastro per la sostenibilità del sistema dei trasporti.



6 MISURE DI SOSTEGNO

6.1 CRITICITÀ OPERATIVE ESISTENTI

L'obiettivo primario di avere una crescita equilibrata tra la domanda di veicoli GNC e l'offerta delle infrastrutture di erogazione del GNC, viene perseguita promuovendo linee di attuazione per l'adeguamento delle infrastrutture di distribuzione che incidano in misura minima sulla spesa pubblica e creino le opportune condizioni per una efficace diffusione delle tecnologie già oggi disponibili. Ad oggi le misure esistenti in tale direzione sono limitatissime.

L'individuazione di misure strategiche a favore del GNC rappresenta l'occasione per definire una cornice di programmazione in grado di favorire questo obiettivo strategico.

Le principali criticità operative alla diffusione del GNC-GNL per autotrazione sono:

- scarsa informazione degli utenti sui vantaggi operativi (Total Cost Ownership) ed ambientali e conseguente difficoltà a raggiungere la massa critica d'utenza per garantire la sostenibilità dell'investimento su impianti e conseguentemente sui mezzi;
- distanza eccessiva dal metanodotto o bassa pressione di allaccio che rendono impossibile la realizzazione della infrastruttura GNC tradizionale;
- alti costi di realizzazione dell'impianto di distribuzione rispetto ai costi degli impianti per carburanti tradizionali;
- vincoli urbanistici e di distanze di sicurezza che rendono impossibile la realizzazione di impianti GNL in aree urbane;
- limitazioni sulla logistica e alti costi produttivi che ostacolano la realizzazione di impianti alimentati da biometano;
- scarsa capillarità, standardizzazione ed omologazione degli impianti a livello UE;
- percezione non corretta degli standard di affidabilità e sicurezza di impianti e mezzi, inclusi i limiti in vigore in materia di Accordo europeo per il trasporto di merci pericolose su strada (ADR);
- prolungata tempistica realizzativa per gli impianti, a causa delle numerose autorizzazioni e passaggi procedurali e burocratici richiesti dalla normativa nazionale;
- scarsità di un mercato dell'usato sufficientemente maturo e diffuso.

6.2 MISURE STRATEGICHE PER LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE GNC

Come indicazione generale, si evidenzia l'importanza di dare priorità di intervento alle aree urbane e alle Regioni ove la rete infrastrutturale risulta essere più carente.

Al fine di affrontare e superare tali criticità operative per l'impiego su larga scala della tecnologia GNC, si elencano i seguenti punti chiave da tenere in considerazione.

6.2.1 Costanza di aliquote fiscali vigenti

Al fine di consolidare lo sviluppo del mercato del GNC (e garantire l'avvio anche del mercato del GNL), particolare attenzione dovrà essere data al mantenimento dell'attuale rapporto competitivo della fiscalità applicata al gas naturale rispetto agli altri carburanti,



continuando quindi a garantire una certa convenienza economica del gas naturale in virtù dei suoi benefici ambientali. Infatti, le esperienze degli altri Paesi dimostrano che la competitività del mercato del gas naturale nei trasporti, quando non deriva, come negli USA, dal differenziale di prezzo tra commodities, è assicurata attraverso incentivi pubblici, come la leva fiscale. In Europa il prezzo alla pompa del gas naturale risulta vantaggioso rispetto al diesel per effetto di un regime di accisa favorevole; grazie a questo differenziale di prezzo, l'extra-costi iniziale legato all'acquisto di una macchina a metano si può ripagare in pochissimi anni, anche grazie a motori ormai in grado di garantire un'efficienza analoga a quelli tradizionali. E' dunque raccomandabile, sia a livello europeo che nazionale, un trattamento fiscale che mantenga nel tempo la sostenibilità economica del gas naturale come carburante alternativo.

6.2.2 Modifiche necessarie al quadro normativo e regolatorio sul gas naturale utilizzato come carburante

Sono necessarie alcune modifiche del quadro regolatorio e tariffario in materia, in particolare, di trasporto e distribuzione del gas naturale per autotrazione. Sono da affrontare, fra gli altri, i seguenti punti per adattare il contesto regolatorio e tariffario del settore gas alle particolarità dell'utilizzo come carburante per autotrazione:

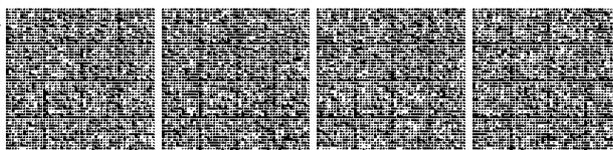
- modifiche al conferimento della capacità di trasporto con introduzione di idonea flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto;
- modifiche tese alla riduzione delle penali per supero di capacità impegnata sulle reti di trasporto del gas naturale ed in misura ancora maggiore per le reti di distribuzione del gas naturale.

Altro aspetto critico da superare per lo sviluppo del mercato sono le procedure di allaccio ai metanodotti. Le principali problematiche riguardano i lunghi tempi necessari alla realizzazione del PV quali le autorizzazioni e le realizzazioni delle infrastrutture di rete del gas e dell'elettricità a servizio del PV. Appare necessario che per gli impianti di distribuzione di metano per autotrazione, le relative condotte di allacciamento che li collegano alle esistenti reti del gas naturale siano dichiarate di pubblica utilità e che abbiano un carattere di indifferibilità e di urgenza. A tal fine i gestori delle reti di trasporto e di distribuzione di gas e di elettricità dovranno attribuire carattere di priorità alla realizzazione degli allacciamenti alle proprie reti degli impianti di distribuzione di metano autotrazione rispetto ad altri allacciamenti di attività commerciali e industriali della stessa area geografica.

6.2.3 Incentivi finanziari e non finalizzati a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture

Realizzare un nuovo impianto di distribuzione metano in aree dove non è presente un adeguato parco veicolare rappresenta un rischio imprenditoriale notevole, questa problematica è ancora di più accentuata nell'attuale contesto economico del Paese che comporta una generica riduzione degli investimenti di ogni genere. La previsione di possibili eventuali incentivi, che aiuti l'investimento per la realizzazione delle infrastrutture in aree a bassa attrattività agevolerebbe il conseguimento dell'obiettivo di un'infrastruttura minima prevista in ambito europeo.

Come riportato, per la realizzazione di una infrastruttura di distribuzione di GNC ci sono inoltre alcuni vincoli tecnici insormontabili che sono la distanza dal metanodotto e la pressione di allaccio.



Qualora risulti diseconomica la realizzazione di un tradizionale impianto di erogazione di metano è possibile ricorrere a carri bombolai, al GNL o al biometano. Queste soluzioni innovative hanno costi attuali di realizzazione di impianto e di logistica del carburante superiori a quelli relativi all'infrastruttura GNC tradizionale e pertanto occorrerebbe facilitarne la loro diffusione su larga scala anche attraverso opportuni incentivi.

6.2.4 Revisione delle normative tecniche di sicurezza per i nuovi PV a metano

La revisione della normativa sia in materia di impianti, in particolare rispetto alle norme che devono essere rispettate al momento della costruzione, sia rispetto ai servizi erogati agli utenti finali agevolerebbe infine lo sviluppo di nuove infrastrutture e un migliore utilizzo di quelle realizzate.

Affinché possa aumentare la diffusione dei PV anche in aree urbanizzate, ritenute prioritarie nella direttiva DAFI, verrà valutata con attenzione la necessità di procedere ad una revisione delle vigenti norme tecniche di sicurezza alla luce dell'eventuale evoluzione della normativa europea di settore.

Infine con l'eliminazione del vincolo sulla capacità minima dei nuovi impianti (450 mc/h) si inciderebbe con una riduzione dei costi di realizzazione dei PV e si favorirebbe lo sviluppo del mercato.

6.2.5 Incentivi per promuovere la realizzazione di nuovi PV a biometano

Laddove la realizzazione di una nuova stazione GNC presenta vincoli tecnici insormontabili quali la distanza dal metanodotto e la pressione di allaccio, il biometano rappresenta una soluzione innovativa, utile soprattutto in ambito urbano per l'alimentazione delle flotte di furgoni del trasporto merci leggero e di autobus per il Trasporto Pubblico Locale. Tuttavia, gli elevati costi di realizzazione di impianti e di logistica del biometano necessitano di incentivi per la loro diffusione.

Per agevolare la realizzazione di impianti di distribuzione a biometano, anche tramite aggiunta di un erogatore di biometano a punti vendita di carburanti convenzionali, è opportuno che la revisione in corso del decreto interministeriale 5 dicembre 2013 preveda un incremento dell'incentivazione sia in termini finanziari che di durata.

6.2.6 Superare le difficoltà operative per garantire il rifornimento self-service

Altro elemento importante è la possibilità di garantire rifornimenti in "self-service non presidiato" 24 ore su 24 in maniera analoga agli altri carburanti eliminando o riducendo significativamente le attuali limitazioni al servizio attraverso un aggiornamento da parte del Ministero dell'interno di concerto con il Ministero dello sviluppo economico del decreto sulla normativa tecnica dettata dal decreto del Ministro dell'interno del 24 maggio 2002 e successive modificazioni ed integrazioni in materia di sicurezza, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo.

6.2.7 Uso degli appalti pubblici a sostegno dell'uso del GNC

A supporto delle misure strategiche volte a facilitare lo sviluppo di una più capillare rete infrastrutturale, è importante sostenere la domanda sia pubblica che privata di veicoli alimentati a GNC, al fine di raggiungere la massa critica d'utenza tale da garantire la sostenibilità dell'investimento sugli impianti da realizzare e realizzati.



La vigente normativa in materia di Green Public Procurement e i relativi CAM (*Criteri Ambientali Minimi*) disposta dal DM 13-4-2013 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare tracciano alcune indicazioni che le stazioni appaltanti italiane, in coerenza con l'analoga normativa UE in materia di appalti, devono seguire per assicurare gare di fornitura in grado di contribuire alla sostenibilità del sistema dei trasporti. In quest'ambito, i veicoli GNC rientrano nelle forniture classificate come "verdi", con la conseguente attribuzione di valutazioni premianti in sede di assegnazione dei punteggi di gara.

Si tratta di un meccanismo che ha consentito di ampliare negli ultimi 2-3 anni soprattutto il parco autobus alimentato a GNC in servizio TPL, che oggi in Italia rappresenta il 9% circa del parco complessivo in esercizio TPL, con oltre 3.500 autobus in esercizio.

Lo stesso Fondo Investimenti gestito dal Ministero dell'Ambiente, mediante il Decreto Ministeriale n.735/11, aveva individuato delle premialità finanziarie per le Regioni che avessero promosso gare d'appalto per autobus GNC, in particolare per l'ambito urbano.

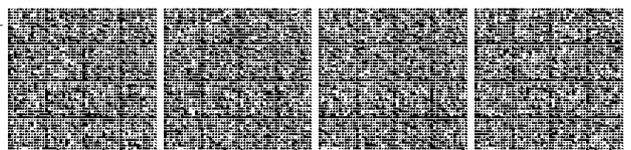
Le caratteristiche di veicolo a bassissima emissione di PM10 e NOx e a ridotta emissione di rumore consente alle Amministrazioni che utilizzano gli autobus GNC di avvalersi di considerevoli vantaggi in termini di abbattimento dei costi esterni nell'esercizio dei servizi di trasporto pubblico in ambito urbano. La migliore pianificazione per una mobilità sostenibile mediante la modernizzazione del servizio TPL individua nell'autobus GNC la soluzione tecnicamente e funzionalmente idonea. Nel futuro, occorre finalizzare in modo più puntuale i meccanismi di premialità a Regioni e Aziende TPL che promuovono gare di fornitura per autobus GNC. Infatti, l'autobus GNC assicura i seguenti vantaggi:

- servizi integrati con i servizi ferroviari pienamente sostenibili;
- servizi a basso impatto ambientale ed economicamente sostenibili per la città;
- riduzione del costo totale di esercizio con recupero di risorse da reinvestire per sistemi di mobilità sostenibile;
- aumento dell'attrattività dei servizi con possibili ricadute positive per la lotta alla congestione del traffico.

In ragione di questi vantaggi, sarebbe opportuno promuovere l'incremento della quota del parco autobus a GNC anche mediante i Contratti di Servizio tra Concessionario e Azienda di gestione dei servizi TPL, in coerenza con le linee di riforma del Sistema TPL.

In questo quadro, l'incentivazione finanziaria in sede di gara per l'attribuzione dei servizi in concessione alle Aziende per il trasporto pubblico locale (TPL) che realizzano impianti di erogazione GNC presso i depositi rappresenterebbe un fattore di spinta determinante per rendere operativamente possibile un diffuso utilizzo degli autobus alimentati a GNC.

In questa ottica opera la misura che prevede, per le pubbliche amministrazioni centrali, gli enti e istituzioni da esse dipendenti o controllate, le regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, che sono situate nelle province ad alto inquinamento di particolato PM10, al momento della sostituzione del rispettivo parco auto, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani un obbligo di acquisto di almeno il 25 per cento di veicoli a metano GNC e GNL.



6.2.8 Incentivi non finanziari finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC

Per il comparto dell'autotrasporto, non esistono attualmente in Italia meccanismi di regolazione del sistema finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC.

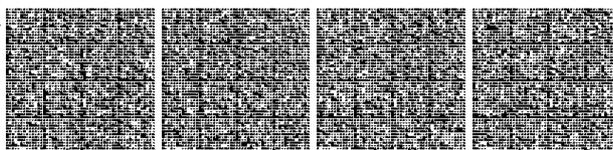
L'unica regolazione tendente a favorire indirettamente il rinnovo del parco circolante è stata introdotta dalle recenti Circolari del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - MIT, in attuazione della Legge n.147/13.

Un fattore di regolazione del traffico merci in Italia su alcune direttrici internazionali è rappresentato dai limiti imposti da Paesi confinanti come Svizzera ed Austria per la circolazione dei veicoli con classi Euro più vetuste. Ad esempio, lungo l'asse del Brennero, la regolazione vigente sulla rete elvetica e austriaca inizia a condizionare anche la scelta del veicolo da parte degli operatori italiani, con prospettive positive in termini di aumento della quota di domanda per i veicoli GNC.

La tendenza a promuovere misure di regolazione della domanda al fine di rendere più sostenibile il sistema dei trasporti, a partire da quello industriale, sarà parte sempre più evidente e concreta nella pianificazione dei trasporti, sia su scala nazionale che locale. La regolazione del pedaggio autostradale mediante l'attuazione della Direttiva "Eurovignette" 2011/76/EU e le misure di "road pricing", "park pricing", "area pricing" adottate a vario titolo dagli Enti Locali rappresentano una discriminante di selezione dei mezzi utilizzabili, in particolare per l'ambito urbano, in grado di favorire la diffusione dei veicoli GNC.

Lo stesso vale per le misure di rimborso di pedaggi, accise carburanti e spese documentate e forfettarie applicate a sostegno del comparto dell'autotrasporto.

Occorre quindi prevedere in futuro una modularità di pedaggi e rimborsi, oltre che di accesso alla circolazione e alla sosta operativa nelle aree di pregio ambientale, che assegni ai mezzi GNC un concreto vantaggio operativo ed economico. Si tratta di un passaggio che dovrebbe rappresentare una priorità per la programmazione nazionale, se si intende dare impulso e spinta propulsiva allo sviluppo della tecnologia GNC nelle attività di trasporto industriale.



7 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni iniziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

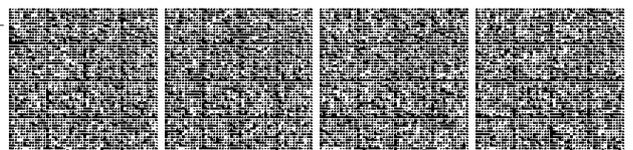
Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 6, comma 8 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF.



Quadro strategico nazionale

Sezione D: fornitura di gas di petrolio liquefatto (GPL) per il trasporto



INDICE**LISTA DELLE TABELLE****LISTA DELLE FIGURE****1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI****2 LO STATO TECNOLOGICO**

2.1 GAS PETROLIO LIQUEFETTO - GPL

2.2 RETE DI DISTRIBUZIONE

2.3 MERCATO

2.3.1 Immatricolazioni di autovetture alimentate con GPL

2.3.2 Conversioni a GPL di autovetture circolanti

2.4 NORMATIVA

2.4.1 Norme tecniche di settore

2.4.2 Navigazione da diporto e commerciale

2.4.3 Rete di distribuzione per la navigazione da diporto e commerciale

2.4.4 Domanda di mercato

3 SCENARI DI SVILUPPO

3.1 LATO DOMANDA

3.2 LATO OFFERTA

4 MISURE DI SOSTEGNO

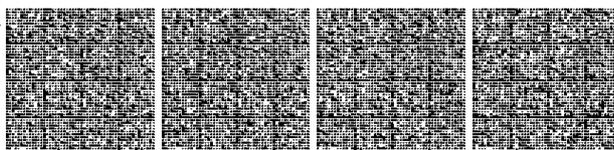
4.1 MISURE A CARATTERE FINANZIARIO PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE STRADALE

4.2 MISURE FINANZIARIE PER L'ACQUISTO DI VEICOLI

4.3 MISURE FISCALI

4.4 CRITERI E OBIETTIVI INDICATIVI PER FAVORIRE L'UNIFORMITÀ DELLA PENETRAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE STRADALE

4.5 REQUISITI MINIMI PER LA REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE NAUTICO DA DIPORTO

RIFERIMENTI**APPENDICE A:**

LISTA DELLE TABELLE

Tabella No.

Tabella 1: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: urbano (Ispra, 2013)

Tabella 2: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: totale (Ispra, 2013)

Tabella 3: Diffusione impianti a livello regionale

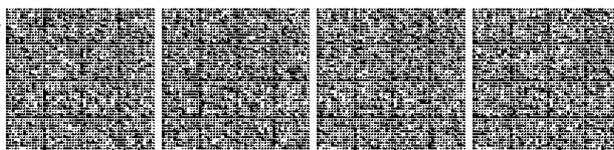
Tabella 4: Impianti per residenti e per veicoli circolanti

Tabella 5: Ipotesi diffusione impianti per regione

LISTA DELLE FIGURE

Figura No.

Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT



1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

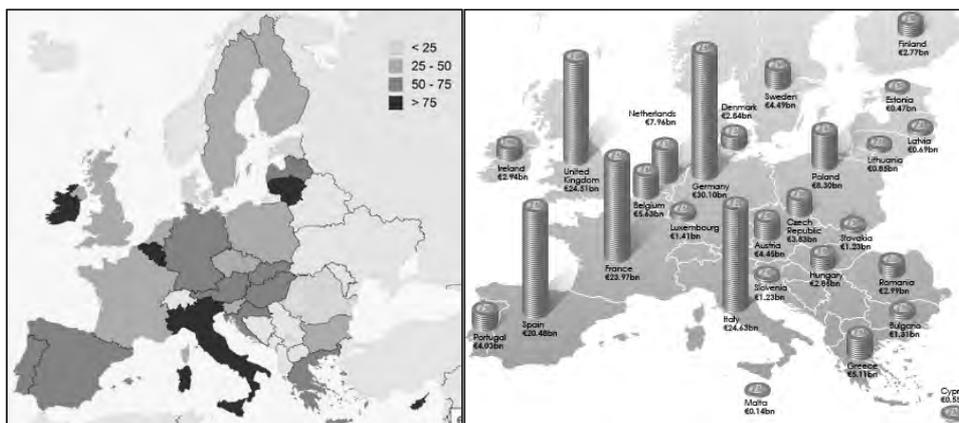
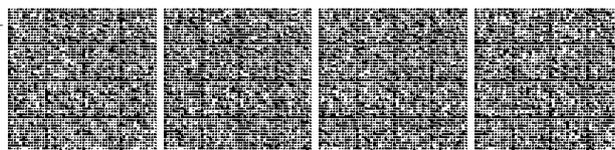


Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del gas di petrolio liquefatto.



2 LO STATO TECNOLOGICO

2.1 GAS PETROLIO LIQUEFETTO - GPL

Il GPL è un miscela di idrocarburi gassosi, formata principalmente da propano e butano, che deriva sia dal processo di estrazione del gas naturale, sia dalla raffinazione del greggio.

In Italia l'approvvigionamento del prodotto è determinato per il 53% dall'estrazione di gas naturale nei Paesi dell'area mediterranea e per il 47% dalla raffinazione del petrolio, principalmente in impianti nazionali e comunitari.

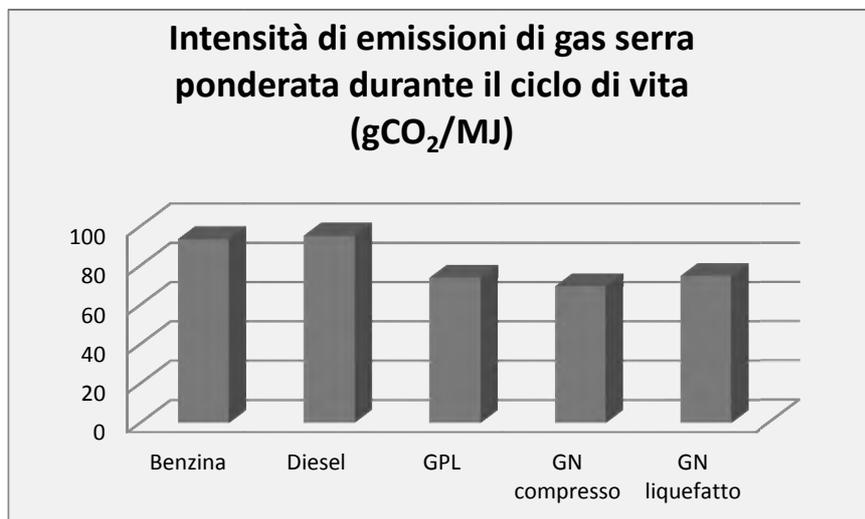
A temperatura ambiente e a pressione atmosferica, il GPL si presenta sotto forma di gas, ma può essere agevolmente liquefatto se sottoposto a moderate pressioni. Una volta liquefatto, il GPL può essere facilmente immagazzinato e trasportato in recipienti a pressione (cisterne ferroviarie o stradali), anche in zone difficilmente raggiungibili, e reso fruibile all'utente in bombole e serbatoi di varie dimensioni.

Durante il processo di liquefazione il suo volume si riduce di ben 274 volte. Ciò permette di immagazzinare una grande quantità di energia in poco spazio.

Il GPL è un'ottima fonte energetica e, a causa di una grande facilità di lavorazione, ha una notevole versatilità e può contribuire significativamente alla lotta all'inquinamento atmosferico, contribuendo alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, sia nel settore dell'autotrazione che in quello della nautica.

Dal punto di vista ambientale il GpL presenta notevoli vantaggi. Di seguito, si riporta un'analisi dell'impatto ambientale in termini di emissioni climalteranti e inquinanti.

In particolare, per quanto riguarda la CO₂, trattandosi di un climalterante, le emissioni sono state stimate sull'intero ciclo di vita (Life Cycle Analysis - LCA) e comparate con quelle derivanti dalla produzione e dall'utilizzo degli altri carburanti fossili. Il seguente grafico presenta una comparazione tra le emissioni LCA di benzina, diesel, GpL e metano, pubblicate dalla direttiva (UE) 652/2015, da cui si evince che il GPL presenta un risparmio di emissioni rispetto a benzina e diesel.



Per quanto riguarda le emissioni di inquinanti locali, quali in particolare PM e NO_x, si riporta di seguito una tabella riepilogativa con i relativi fattori: i dati, estrapolati dalla "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia" dell'ISPRA, sono riferiti al 2013 e riguardano,



rispettivamente, nella prima tabella i valori emessi in ambito urbano, nella seconda i valori complessivamente emessi in ambito urbano, extraurbano e autostradale.

Tabella 1: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: urbano (Ispra, 2013)

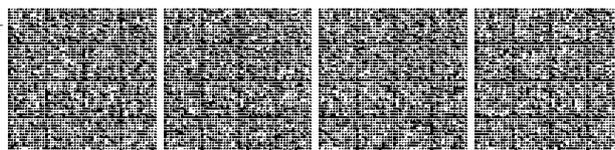
Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001758	0,012889	0,022956	0,290725
Autovetture Diesel	0,043343	0,054474	0,064541	0,859305
Autovetture GPL	0,001488	0,012619	0,022686	0,186492
Autovetture Gas Naturale	0,001448	0,012579	0,022646	0,092054
Bus Diesel	0,235755	0,271363	0,309750	10,804344
Bus Gas Naturale	0,010593	0,045039	0,082928	5,141336
<i>riduzione GPL/benzina</i>	<i>15%</i>	<i>2%</i>	<i>1%</i>	<i>36%</i>
<i>riduzione GPL/diesel</i>	<i>97%</i>	<i>77%</i>	<i>65%</i>	<i>78%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/benzina</i>	<i>18%</i>	<i>2%</i>	<i>1%</i>	<i>68%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/diesel</i>	<i>97%</i>	<i>77%</i>	<i>65%</i>	<i>89%</i>
<i>riduzione bus metano/bus diesel</i>	<i>96%</i>	<i>83%</i>	<i>73%</i>	<i>52%</i>

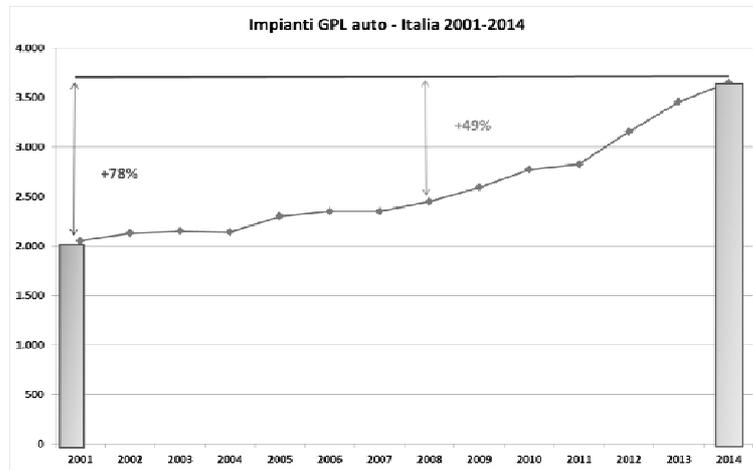
Tabella 2: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: totale (Ispra, 2013)

Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001335	0,009394	0,015961	0,186220
Autovetture Diesel	0,029212	0,036924	0,043092	0,682366
Autovetture GPL	0,001203	0,009147	0,015579	0,121540
Autovetture Gas Naturale	0,001179	0,009123	0,015554	0,070021
Bus Diesel	0,129833	0,150644	0,170047	6,467469
Bus Gas Naturale	0,010249	0,043822	0,080588	5,002739
<i>riduzione GPL/benzina</i>	<i>10%</i>	<i>3%</i>	<i>2%</i>	<i>35%</i>
<i>riduzione GPL/diesel</i>	<i>96%</i>	<i>75%</i>	<i>64%</i>	<i>82%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/benzina</i>	<i>12%</i>	<i>3%</i>	<i>3%</i>	<i>62%</i>
<i>riduzione Gas Naturale/diesel</i>	<i>96%</i>	<i>75%</i>	<i>64%</i>	<i>90%</i>
<i>riduzione bus metano/bus diesel</i>	<i>92%</i>	<i>71%</i>	<i>53%</i>	<i>23%</i>

2.2 RETE DI DISTRIBUZIONE

Negli ultimi anni, la rete di distribuzione stradale del GPL auto è cresciuta in modo costante e abbastanza omogeneo su tutto il territorio nazionale. Dal 2001 al 2014, i punti vendita sono aumentati del 78%, con un più alto trend di crescita a partire dal 2008 (+48%) grazie ad alcuni interventi normativi che hanno accelerato lo sviluppo della rete.



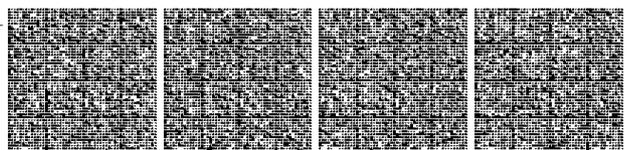


La rete distributiva del GPL auto rappresenta il 16% di quella totale e la quasi totalità degli impianti eroganti GPL sono inseriti in stazioni multicarburante. Secondo il tipo di viabilità stradale, la rete di GPL auto a fine 2012 era così suddivisa: 257 su autostrade e raccordi autostradali e 2900 sulle altre strade.

Analizzando la densità superficiale della rete in ogni singola Regione, in 12 di queste si registrano valori pari o inferiori alla media nazionale, pari a 1,2 impianti ogni 100 Km². La densità media nazionale, inoltre, è cinque volte inferiore a quella rilevata per i punti vendita eroganti i carburanti tradizionali pari a oltre 6 impianti ogni 100 km².

Tabella 3: Diffusione impianti a livello regionale

REGIONE	Impianti GPL	Densità Superficiale (n. impianti/100 Km ²)
Valle D'Aosta	5	0,2
Sardegna	84	0,3
Basilicata	43	0,4
Trentino-Alto Adige	50	0,4
Sicilia	163	0,6
Liguria	34	0,6
Molise	32	0,7
Calabria	105	0,7
Umbria	81	1
Abruzzo	120	1,1
Friuli-Venezia Giulia	84	1,1
Toscana	279	1,2
Puglia	244	1,2
Media Italia	3766	1,2
Piemonte	340	1,3
Lombardia	423	1,8
Lazio	336	1,9



Campania	265	1,9
Emilia Romagna	435	1,9
Marche	188	2
Veneto	455	2,5

Relativamente al rapporto tra stazioni di GPL auto e abitanti, in Italia il rapporto medio è di 16.000 residenti circa per impianto, con 10 Regioni che presentano un rapporto superiore alla media nazionale, mentre in merito al numero di veicoli a GPL circolanti per impianto, sono 7 le Regioni nelle quali si registra una media superiore a quella nazionale, che è pari a 542. A tal proposito, si evidenzia che in Italia il numero di veicoli con alimentazione tradizionale per impianto risulta, in media, superiore a 800: un rapporto, quindi, più alto di quello relativo al GPL di circa il 50%. Pertanto, la consistenza della rete GPL rispetto al numero di veicoli da servire è più favorevole di quella degli altri carburanti tradizionali, seppur con una densità territoriale notevolmente inferiore.

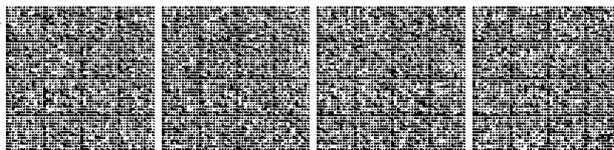
Tabella 4: Impianti per residenti e per veicoli circolanti

REGIONE	Impianti GPL	Residenti per impianto	Veicoli circolanti per impianto
Marche	188	8.249	274
Molise	32	9.792	308
Emilia Romagna	435	10.231	624
Veneto	455	10.830	474
Umbria	81	11.046	414
Abruzzo	120	11.096	424
Piemonte	340	13.013	617
Basilicata	43	13.410	298
Toscana	279	13.450	453
Friuli-Venezia Giulia	84	14.609	222
Puglia	244	16.763	435
Lazio	336	17.537	626
Calabria	105	18.825	330
Sardegna	84	19.801	313
Trentino-Alto Adige	50	21.119	475
Campania	265	22.119	799
Lombardia	423	23.647	703
Valle D'Aosta	5	25.660	624
Sicilia	163	31.240	629
Liguria	34	46.567	757

In merito al GPL per uso nautico, in Italia dai primi anni 2000 sono stati condotti alcuni progetti pilota sia nel settore del diporto sia in quello della navigazione commerciale.

Nella laguna di Venezia sono stati convertiti alcuni natanti per uso diportistico e nel 2010 è stato realizzato il primo distributore ad uso pubblico.

Numerosi motoscafi della Federazione italiana sci nautico, inoltre, sono alimentati a GPL: per il rifornimento degli stessi sono state installate due stazioni interne, una presso l'idroscalo di Milano e l'altra presso il campo prova di Recetto (NO).



2.3 MERCATO

I consumi di GPL per autotrazione hanno subito una importante flessione negli anni 2000-2007 (-34%), principalmente a causa della maggiore diffusione dei veicoli diesel e di un contestuale gap tecnologico nell'impiantistica GPL.

Grazie anche ai sistemi di incentivazione pubblica, tuttavia, il parco auto a GPL e quindi i relativi consumi si sono ripresi fino a recuperare tutto il calo accumulato dal 2001 al 2007.

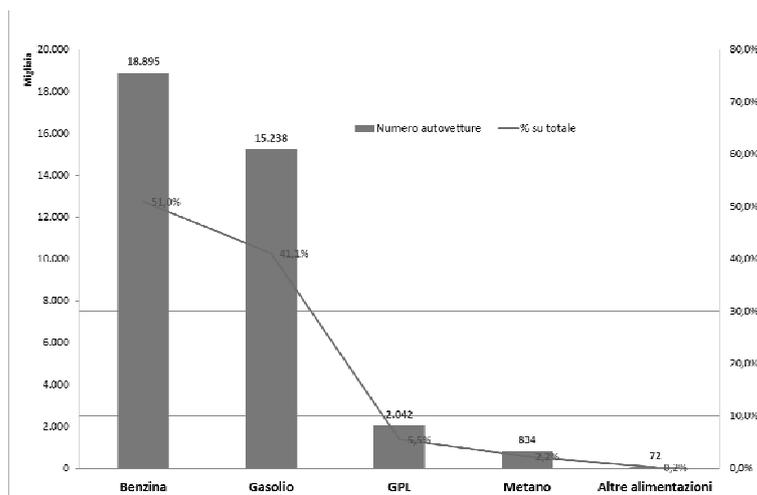
Nel 2014 sono state vendute 1.576.000 tonnellate di prodotto e i consumi di GPL auto hanno rappresentato, su base energetica, poco più del 5% dei consumi totali nel settore dei trasporti stradali.

Oltre il 40% del mercato è rifornito con propano proveniente da gas naturale, mentre la parte restante è una miscela variabile di gas liquidi prodotta nelle raffinerie italiane.

Si osserva che nel tempo è avvenuta una significativa riduzione del consumo unitario medio dei veicoli a GPL conseguente alla sempre maggiore efficienza delle auto e ad un fenomeno recessivo dei consumi per effetto della crisi economica, così come è accaduto per tutti i carburanti, nonché ad una contrazione significativa delle cilindrato medie.

Quest'ultimo fenomeno ha caratterizzato in particolare i gas (GPL e metano) ed è stato il risultato delle campagne di incentivazione a favore dell'acquisto di autovetture con basse emissioni di CO₂ e quindi, inevitabilmente, con cilindrato inferiori al passato.

Il parco autovetture circolante a GPL rappresenta il 5,5% del totale (dati ACI 2014) con 2.042.000 veicoli, a notevole distanza dalla benzina (51%) e dal gasolio (41%).



La maggior parte della popolazione di autovetture a GPL si concentra in alcune Regioni del nord del Paese: Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna insieme accolgono quasi il 50% del parco circolante.

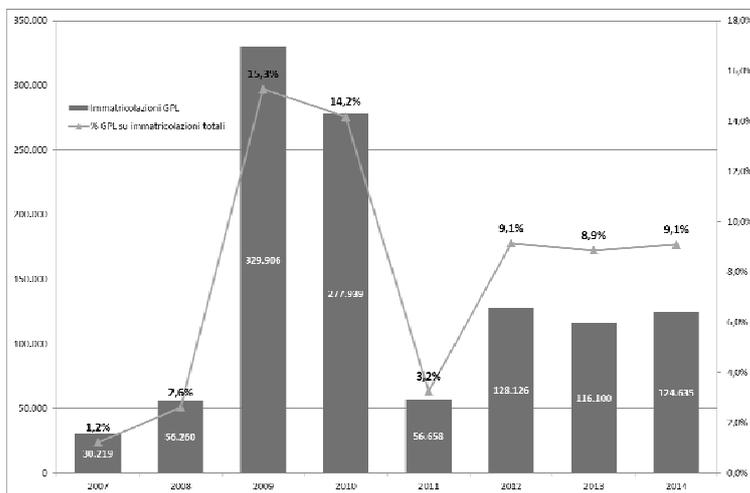
Nelle altre aree dell'Italia, si evidenziano le regioni del Lazio e della Campania con percentuali superiori al 10%.

2.3.1 Immatricolazioni di autovetture alimentate con GPL

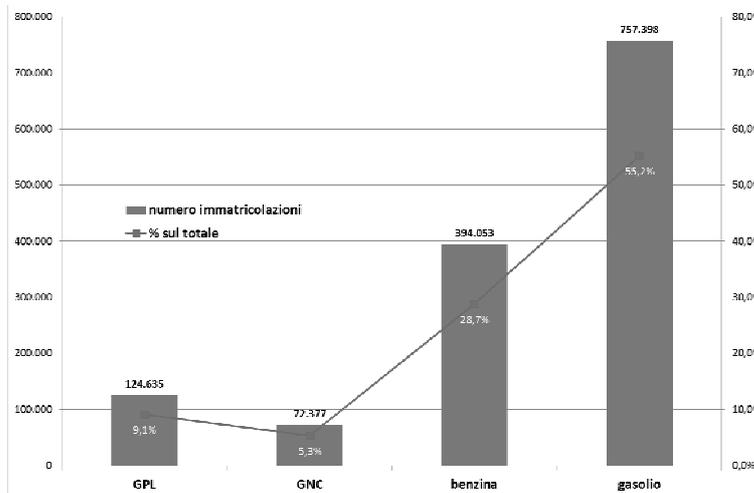
Le case automobilistiche hanno cominciato ad offrire modelli nativi a GPL a partire dal 1998 ma solo dal 2007 in poi quest'ultimi hanno rappresentato una percentuale non marginale sul totale immatricolato.



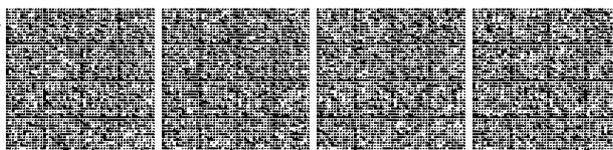
Negli anni 2009-2010, grazie agli incentivi statali all'acquisto di veicoli nuovi, che riconoscevano un beneficio unitario maggiore per coloro che sceglievano un'auto a gas, le immatricolazioni a GPL hanno registrato un picco, fino a superare la soglia del 15% sul totale immatricolato.



Nel 2014 le immatricolazioni di autovetture a GPL hanno rappresentato il 9,1% sul totale, terzo prodotto dopo gasolio (55,2%) e benzina (28,7%) e prima del metano (5,3%), mentre le altre alimentazioni (ibride, elettriche...) sono rimaste al di sotto del 1,7%.



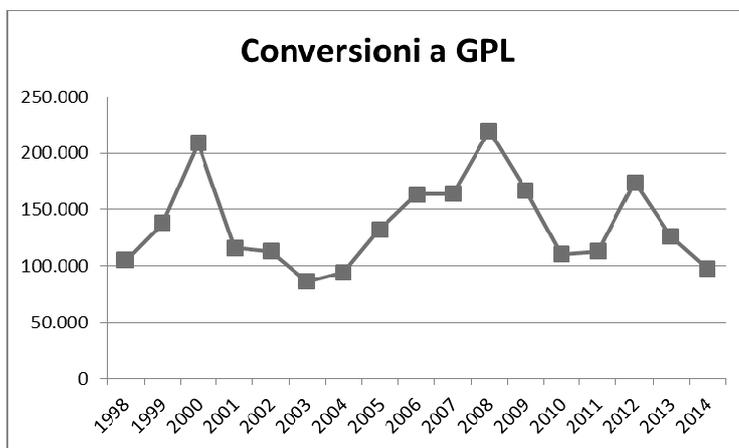
In Italia, sono attualmente offerti a listino da oltre 15 case automobilistiche circa 60 modelli alimentati a GPL, o più precisamente bi-fuel (benzina-GPL) dove la benzina ha la funzione di carburante di emergenza per eventuali difficoltà di rifornimento su strada. I modelli offerti si concentrano nei segmenti commerciali da A, B e C, mentre pochi sono quelli che appartengono al segmento D.



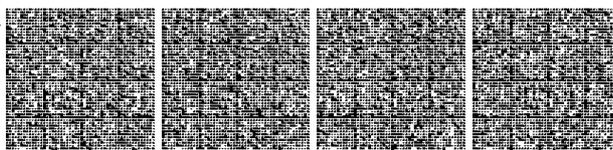
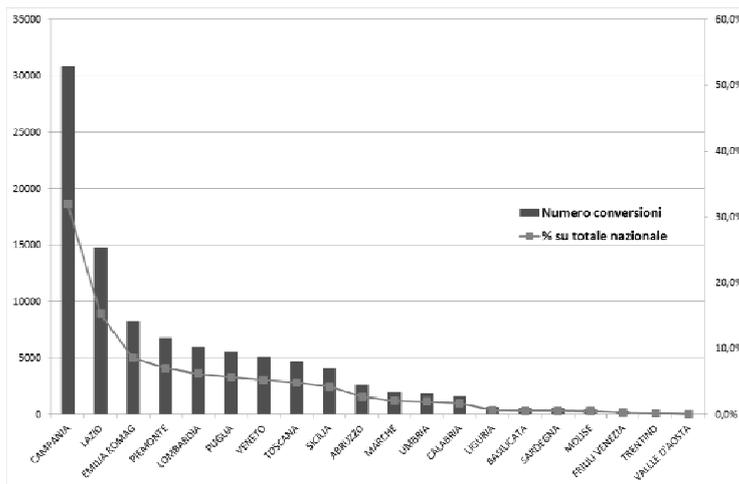
2.3.2 Conversioni a GPL di autovetture circolanti

Per “conversione a GPL” si intende l’operazione di modifica di un veicolo già omologato a benzina - e il più delle volte già immatricolato - per equipaggiarlo con un sistema di alimentazione a GPL. Tali interventi di after-market sono realizzati da officine meccaniche specializzate che in Italia sono circa 6.000, diffuse su tutto il territorio nazionale. In Italia, sono presenti, inoltre, le più importanti imprese di progettazione e costruzione di sistemi di alimentazione a GPL, che completano la filiera industriale delle conversioni a GPL e che sono leader globali del mercato e della tecnologia.

La domanda di mercato è stata storicamente molto rilevante nel nostro Paese, ma anche molto variabile nel tempo per diverse ragioni legate al prezzo del carburante, della componentistica e alla presenza o meno di incentivazioni pubbliche.



Il record di mercato raggiunto nel 2008 è il risultato di una campagna di incentivazione finanziaria che è stata attivata negli anni precedenti ma che ha ottenuto i suoi maggiori finanziamenti negli anni 2007, 2008 e 2009. Campania e Lazio hanno registrato il maggior numero di conversioni, contando insieme per oltre il 45% sul totale nazionale.



2.4 **NORMATIVA**

Nel 2008, la rete distributiva dei carburanti è stata oggetto di una importante riforma legislativa volta all'apertura alla piena concorrenza nel settore ed allo stesso tempo alla promozione dei carburanti alternativi, incoraggiando le amministrazioni regionali a porre in atto dei provvedimenti di sviluppo nell'ambito dei loro poteri di programmazione del territorio (Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, articolo 83-bis, comma 21)

La maggior parte delle Regioni hanno attuato la norma statale imponendo l'erogazione di almeno un carburante gassoso (GPL o metano) in ogni nuovo impianto stradale.

Queste disposizioni regionali hanno avuto un effetto propulsivo importante sullo sviluppo delle reti di distribuzione di questi due carburanti ecologici: ad esempio, nel periodo dal 2009 al 2014 la rete del GPL è cresciuta di circa il 40%, da poco meno di 2.600 punti vendita a oltre 3.600, mentre nei sei anni precedenti, cioè dal 2003 al 2008, l'incremento era stato del solo 14%.

Più in generale, le iniziative regionali in materia di impianti stradali hanno contribuito ad enfatizzare il ruolo dei carburanti gassosi nelle più ampie politiche energetiche e ambientali delle Regioni e degli Enti Locali.

Infatti, sono state contestualmente poste in essere misure fiscali e finanziarie volte ad incentivare la domanda di mercato del GPL e del metano, proprio al fine di "spezzare" il circolo vizioso (assenza di domanda come conseguenza dell'assenza di offerta, e viceversa) che normalmente impedisce l'affermarsi di tecnologie alternative.

2.4.1 **Norme tecniche di settore**

L'investimento richiesto per la realizzazione di impianti di erogazione di GPL auto presso un punto vendita stradale è ancora leggermente superiore rispetto al caso dei combustibili liquidi tradizionali, soprattutto perché le norme tecniche di settore sono complessivamente più stringenti.

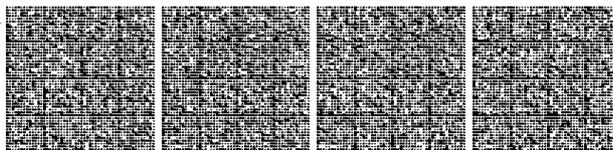
Queste normative tecniche sono state aggiornate (Decreto del Presidente della Repubblica 24 ottobre 2003, n. 340 e successive modifiche e integrazioni) nella direzione di una maggiore semplificazione non solo delle regole di costruzione/installazione, ma anche di quelle relative all'esercizio del punto vendita.

Tali aggiornamenti hanno notevolmente agevolato, rispetto al passato, l'affiancamento dei gas per auto agli altri carburanti: maggiore flessibilità nell'installazione delle apparecchiature, riduzione delle distanze di sicurezza rispetto a fabbricati interni ed esterni alla stazione, introduzione delle colonnine multi-prodotto (GPL, metano, benzina e diesel), nonché l'introduzione del servizio self-service per entrambi i carburanti gassosi.

Il servizio fai-da-te è consentito sia in presenza sia in assenza del personale nel piazzale della stazione stradale, pur nel rispetto di certe condizioni tecniche che sono più severe rispetto al caso del rifornimento effettuato dall'operatore (Decreto Ministro dell'Interno del 31 marzo 2014).

2.4.2 **Navigazione da diporto e commerciale**

Relativamente alla progettazione e costruzione delle unità da diporto e dei loro motori, la normativa comunitaria di riferimento è costituita dalla Direttiva 94/25/CE: trattasi di una Direttiva c.d. "di nuovo approccio" che pertanto stabilisce solo alcuni requisiti essenziali per la certificazione delle unità e dei motori secondo schemi amministrativi predefiniti.



La Direttiva demanda al Comitato Normatore Europeo (CEN) la definizione di eventuali specifiche tecniche di dettaglio per le diverse applicazioni ricadenti nel suo scopo, come ad esempio la propulsione a GPL. In altre parole, la conformità agli eventuali standard CEN armonizzati fornisce presunzione di conformità ai requisiti essenziali della direttiva nell'ambito delle relative procedure di certificazione.

La propulsione a GPL è esplicitamente prevista dalla legislazione comunitaria e il CEN ha già emanato una norma tecnica armonizzata, la UNI EN 15609:2012 riguardante *“Attrezzature e accessori per GPL - Sistemi di propulsione a GPL per imbarcazioni, yacht e altre unità”*.

Al fine di completare il quadro normativo europeo, la Legge Delega del 7 ottobre 2015, n. 167, per la riforma del Codice della nautica da diporto, ha delegato il Governo ad adottare le *“procedure per l'approvazione e l'installazione di sistemi di alimentazione con gas di petrolio liquefatto (GPL) su unità da diporto e relativi motori di propulsione, sia di nuova costruzione che già immessi sul mercato”*.

I requisiti tecnici necessari per ottenere il rilascio dei certificati di sicurezza o d'idoneità delle navi ad uso commerciale sono determinati dal D.P.R. 8 novembre 1991, n. 435, *“Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”*.

Nel 2010 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, tenuto conto che il regolamento suddetto non prevede l'uso del GPL come carburante per la propulsione, ha istituito un tavolo di lavoro con le istituzioni, gli organi di controllo e le categorie interessate per la realizzazione di un protocollo di sperimentazione con l'obiettivo di produrre un'opportuna regolamentazione tecnica.

Il Registro Italiano Navale (RINA) su mandato del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha predisposto una bozza di disciplinare tecnico in base alla quale i titolari delle imbarcazioni avrebbero dovuto presentare eventuali proposte di sperimentazione in campo. Purtroppo, fino ad ora, nessun campo prova è stato attivato sebbene sia stato manifestato un certo interesse sia da parte di alcuni utilizzatori che da parte di costruttori di mezzi, motori e sistemi di alimentazione a gas.

2.4.3 Rete di distribuzione per la navigazione da diporto e commerciale

Con il Decreto del Ministero dell'Interno del 6 ottobre 2010 è stata approvata la regola tecnica per la realizzazione della stazione di rifornimento uso nautico.

Rispetto alla disciplina di prevenzione incendi vigente nel campo della distribuzione del GPL uso autotrazione, il citato Decreto Ministeriale contiene alcune importanti semplificazioni, soprattutto nel lay-out delle apparecchiature, che consentono l'installazione degli impianti anche in porti di piccole e medie dimensioni.

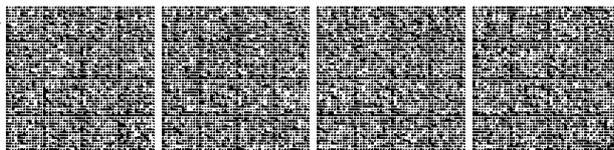
L'assenza di un chiaro e completo quadro regolamentare per la certificazione delle mezzi da diporto e navali pone, tuttavia, un ostacolo allo sviluppo della domanda e, pertanto, risulta difficile motivare gli investimenti nella realizzazione di punti vendita carburante.

Dal 2010 ad oggi, non è stato installato alcun impianto di GPL per la nautica, e quindi la norma è rimasta di fatto inapplicata.

2.4.4 Domanda di mercato

In Italia, molteplici sono state le iniziative per favorire l'acquisto di veicoli nuovi a gas e la conversione a gas delle vetture circolanti.

La misura a “costo zero” di maggior successo è quella che permette alle autovetture alimentate con GPL o con metano di circolare anche in presenza dei blocchi del traffico motivati da ragioni di carattere ambientale.



Infatti, in questi anni, molti Comuni hanno disposto il blocco della circolazione parziale o totale all'interno dei propri centri urbani per evitare lo sfioramento dei limiti di concentrazione in aria del particolato e degli ossidi di azoto stabiliti dalla direttive europee.

Considerando che i gas di scarico delle autovetture a GPL e a metano presentano emissioni di particolato e di ossidi di azoto molto ridotte, soprattutto rispetto al diesel, i Comuni hanno esentato tali tipi di autovetture dai suddetti blocchi del traffico. Questo costituisce un vantaggio significativo in termini di possibilità di utilizzo del veicolo, che i proprietari di auto a gas hanno percepito come un vero e proprio premio alla propria scelta.

I provvedimenti di esenzione sono però spesso disomogenei mentre una maggiore armonizzazione darebbe più certezze ai cittadini e rappresenterebbe una sistema strutturale di incentivazione al passaggio a tecnologie a più basso impatto.

3 SCENARI DI SVILUPPO

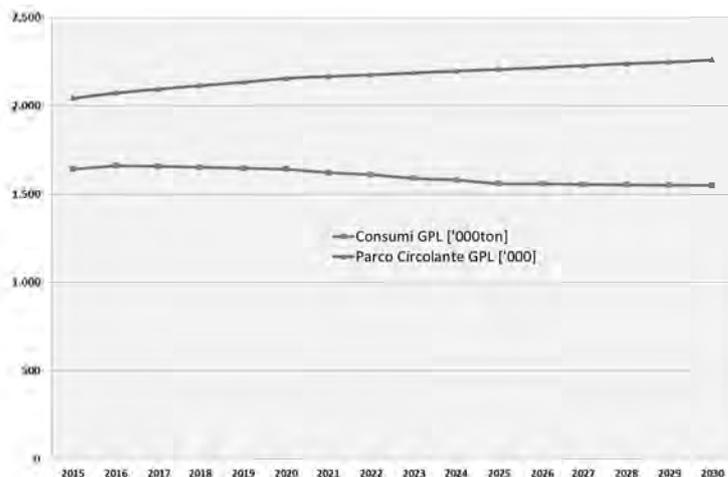
3.1 LATO DOMANDA

Il grafico seguente mostra le previsioni tendenziali dei consumi e del complessivo parco circolante a GPL, con esclusione del settore della nautica, settore per il quale, tuttavia, si ritiene probabile uno sviluppo a seguito di politiche di sostegno adeguate.

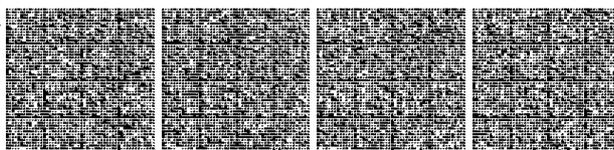
Si osserva un aumento del parco circolante al 2020 di circa il 6% rispetto al dato di 2.042.000 di fine 2015 e dell'11% al 2030, grazie ad un bilancio positivo tra il numero di nuove autovetture immesse sul mercato (immatricolazioni + conversioni) e quello delle vetture rottamate.

I consumi rimangono invece pressoché costanti fino al 2020, mentre per gli anni a seguire si nota un crescente "disaccoppiamento" rispetto al parco circolante per effetto di un duplice fenomeno: incremento della efficienza media del parco e diminuzione dei chilometraggi annui.

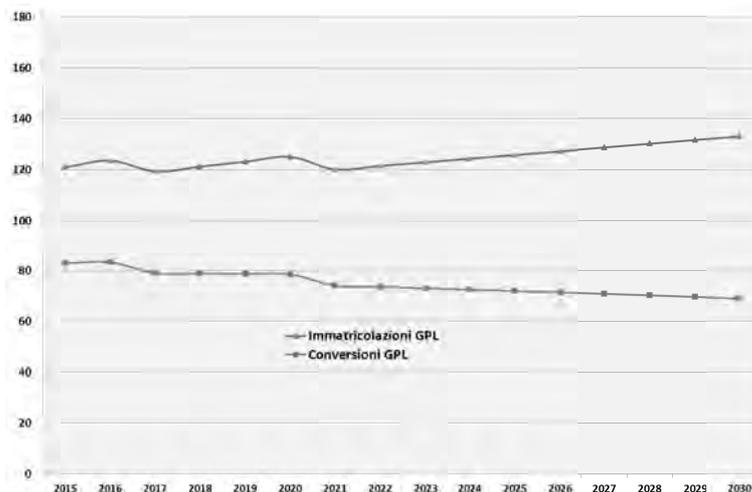
Il consumo medio per veicolo scende infatti dalle attuali 0,80 t/veicolo/anno a 0,76 nel 2020 e 0,69 nel 2030.



Nella figura seguente si riportano gli andamenti tendenziali delle immatricolazioni e delle conversioni, la cui somma rimane abbastanza costante nel tempo, ma la ripartizione interna evidenzia un leggero



aumento delle immatricolazioni e un contemporaneo e costante calo delle conversioni. Le conversioni si riducono di circa il 5% al 2020 e del 17% al 2030, mentre le immatricolazioni crescono, rispettivamente, del 3% e del 10%.

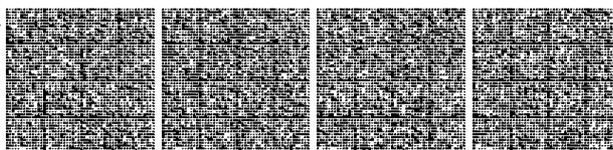


La ricerca “Green economy e veicoli stradali: una via italiana”, realizzata dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, ha preso in esame nel 2014 anche uno scenario di elevata penetrazione delle auto a gas in Italia da oggi al 2030, con la progressiva sostituzione di circa un terzo delle auto a combustibili liquidi del parco circolante, dovuta sia ad acquisto di nuove auto sia ad interventi di retrofit. La riduzione delle emissioni sarebbe significativa: al 2030 - 3,5 milioni di t CO₂, - 67 tonnellate di particolato e - 21 mila tonnellate di ossidi di azoto all’anno rispetto ad uno scenario di non intervento.

3.2 LATO OFFERTA

Per la stima dello sviluppo tendenziale della rete di distribuzione stradale si è ipotizzato di mantenere costante il rapporto tra il numero di stazioni e i consumi di carburante. La relazione di proporzionalità tra queste due grandezze, oltre ad avere un fondamento razionale, è corroborata dai dati storici degli ultimi anni: dal 2008 al 2015 il rapporto tra numero di stazioni e consumi ha subito oscillazioni contenute nel 10% massimo (410 – 450 t/impianto).

Questo è, inoltre, avvenuto in vigenza di normative volte a sostenere la crescita degli impianti. Lo scenario ipotizzato risulterebbe, pertanto, sovrastimato nel caso in cui il contesto legislativo dovesse mutare e le misure regionali di obbligo all’installazione di erogatori di GPL nei nuovi impianti dovessero essere abrogate in tutto il territorio nazionale, per effetto di provvedimenti statali, o in una parte più o meno ampia di esse, per scelta delle stesse amministrazioni locali.



4 MISURE DI SOSTEGNO

4.1 MISURE A CARATTERE FINANZIARIO PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE STRADALE

Per agevolare la realizzazione di impianti di distribuzione stradale di GPL o metano, alcune Regioni hanno messo in campo proprie risorse finanziarie per sostenere, con stanziamenti a fondo perduto, le spese relative alla c.d. area tecnologica, cioè per l'acquisto dei componenti degli impianti.

Le risorse sono state sempre esigue rispetto alla potenziale domanda e le modalità di erogazione dei finanziamenti hanno creato alcune difficoltà di accesso per alcuni tipi di imprese.

Infatti, nella quasi totalità dei casi, le Regioni sono ricorse al regime del "*de minimis*" per non incorrere nelle problematiche burocratiche relative alla notifica degli aiuti di Stato secondo la disciplina UE.

Il contributo unitario massimo per azienda stabilito per gli aiuti erogati in regime di "*de minimis*" (originariamente 100.000 euro e recentemente aumentato a 200.000 euro complessivi nell'arco di tre anni) ha, però, tenuto fuori alcuni importanti investitori.

4.2 MISURE FINANZIARIE PER L'ACQUISTO DI VEICOLI

Come rilevato nell'analisi dell'andamento delle immatricolazioni di veicoli a gas, il programma di incentivazione attivo negli anni 2009 e 2010 ha generato una svolta epocale nella domanda di mercato. Infatti, a chi acquistava un veicolo a gas con emissioni di CO₂ inferiori a 120gr/km previa rottamazione di una vettura circolante veniva riconosciuta una agevolazione statale di circa 3.000 euro pari a una percentuale rilevante del costo complessivo dell'auto.

Le case automobilistiche hanno ampliato la propria gamma di mezzi a gas proprio per cogliere l'opportunità offerta dalle agevolazioni statali. In un clima di competizione molto positivo, ognuna di loro ha prodotto in tempi brevi campagne pubblicitarie e di marketing per conquistare quote di mercato in questo nuovo segmento. Si è creato, quindi, un circolo virtuoso che ha amplificato l'efficacia degli incentivi pubblici.

Ciò ha dato modo a questi grandi gruppi industriali di testare le potenzialità commerciali e la bontà tecnologica delle auto a gas, e sulla base di questa positiva esperienza la quasi totalità delle case automobilistiche ha confermato i propri progetti a gas anche dopo l'interruzione degli incentivi.

Sul fronte delle conversioni a gas, iniziative di agevolazione finanziaria altrettanto efficaci sono state realizzate dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Nel 1997 il Ministero dello Sviluppo Economico ha creato un fondo strutturale per sostenere la conversione a gas dei veicoli circolanti con stanziamenti che si sono però rivelati troppo esigui rispetto all'interesse dei cittadini.

L'erogazione a "stop and go" dei fondi statali ha prodotto un analogo riflesso nel mercato. Solo con la Finanziaria 2007 è stato stabilito un fondo triennale tanto capiente da soddisfare le richieste di incentivo senza interruzioni.

Anche in questo caso, il successo dell'iniziativa ha fatto emergere una domanda potenziale che era inespresa per l'ostacolo posto dal "costo di ingresso" all'uso del prodotto, cioè dal prezzo di acquisto e di installazione dell'impianto a gas.

Dal 2009 in poi la campagna di incentivi non ha ricevuto altri finanziamenti; sono stati recuperate solo delle disponibilità residue dovute al mancato perfezionamento di alcune richieste di agevolazione.



Una esperienza ancor più significativa da punto di vista ambientale è l’Iniziativa Carburanti Basso Impatto (ICBI), istituita nel 2000 dal Ministero dell’Ambiente e volta alla promozione del GPL e del metano per auto.

ICBI è una Convezione di quasi 700 Comuni italiani inclusi nelle aree a rischio di inquinamento atmosferico volta principalmente ad agevolare la realizzazione di conversioni a gas di veicoli già circolanti e di impianti di distribuzione di GPL o metano per flotte pubbliche.

I fondi complessivamente erogati in questi anni sono stati pari a circa 30 milioni di euro ed hanno comportato la trasformazione a gas di circa 90 mila veicoli.

4.3 MISURE FISCALI

Per quanto riguarda la tassazione applicata ai veicoli (bollo regionale, IPT..), si evidenzia che attualmente la disciplina statale in materia di tasse automobilistiche:

- riconosce uno sconto permanente del 75% sul bollo annuale dei veicoli mono-fuel a gas¹;
- consente alle Regioni di esentare i veicoli a doppia alimentazione (GPL-benzina o metano-benzina), nuovi o “convertiti” in post-vendita, dal pagamento del c.d. bollo auto per un numero limitato di anni (Decreto Legge 3 ottobre 2006, n. 262, articolo 2, commi 60, 61, 62).

I modelli mono-fuel a gas sono molto pochi perché le case automobilistiche, per problemi legati all’omologazione e al fine di assicurare una maggiore autonomia al veicolo, preferiscono installare un serbatoio benzina di capacità ordinaria.

Pertanto, la prima norma di cui sopra ha avuto un impatto marginale sul mercato.

Solo poche Regioni hanno recepito, invece, la seconda norma nazionale riguardante le vetture bi-fuel (Piemonte, Lombardia, Puglia, Toscana, Province autonome Trento e Bolzano) e la maggior parte di queste come misura temporanea.

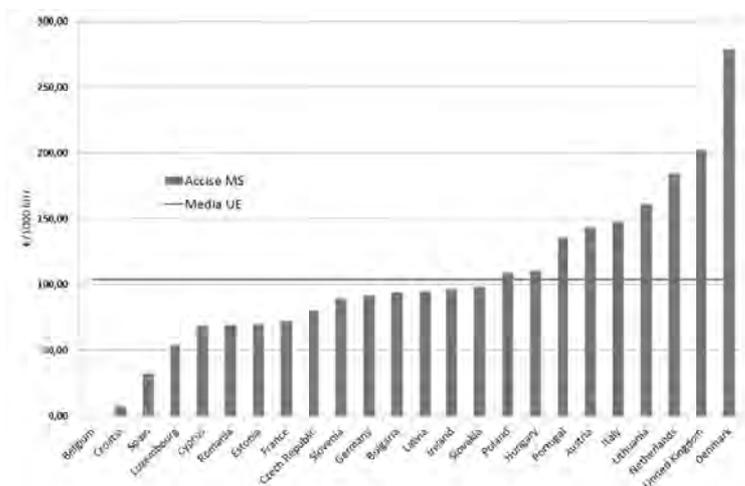
Laddove adottata in modo permanente (Piemonte, Puglia, Trento e Bolzano), le vendite delle auto a gas hanno subito un incremento superiore alla media nazionale, perché il beneficio economico, anche se dilazionato su più anni, compensa quasi totalmente i maggiori costi sostenuti per acquistare o convertire un veicolo con alimentazione a gas.

Rimanendo nell’ambito della fiscalità applicata all’auto, si segnalano alcune iniziative autonome da parte di amministrazioni provinciali in relazione all’Imposta Provinciale di Trascrizione (IPT): sono state applicate tariffe più basse rispetto a quelle fissate per i veicoli tradizionali. Infatti, a differenza di quanto è avvenuto nel caso della tassazione automobilistica regionale, la legislazione nazionale non prevede delle misure organiche a favore delle auto più ecologiche.

Infine, con riferimento alla fiscalità del carburante, si evidenzia che l’aliquota d’accisa prevista in Italia per il GPL carburante è alquanto superiore alla media europea (vedi tabella seguente).

¹ Si definisce “veicolo mono-fuel alimentato a gas” un veicolo dotato della doppia alimentazione GPL-benzina o metano-benzina con serbatoio della benzina di capacità inferiore a 15 litri.





Anche il rapporto relativo dell'aliquote stabilite in Italia rispetto a quelle minime UE per tutti i carburanti non premia il GPL auto. Infatti, l'accisa del GPL in Italia è pari al 214% di quella minima europea mentre per la benzina, il diesel ed il metano lo stesso rapporto è pari rispettivamente a 204%, 188% e 4%².

	Benzina	Diesel	GPL	Metano
Direttiva UE 2003/96	359	330	125	91
Italia	730,58	619,8	267,77	3,31
Ratio	204%	188%	214%	4%

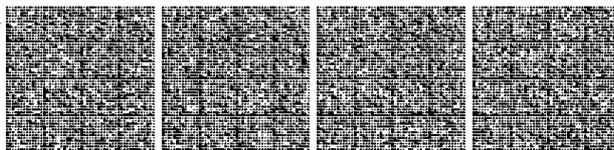
Nonostante ciò, il livello di tassazione applicato in Italia al GPL auto è tale che il suo prezzo finale "alla pompa" sia inferiore a quello dei combustibili liquidi tradizionali, offrendo dunque all'utenza un vantaggio economico non marginale (minori costi operativi) che ha contribuito in modo sostanziale alla crescita del mercato in questi anni.

4.4 CRITERI E OBIETTIVI INDICATIVI PER FAVORIRE L'UNIFORMITÀ DELLA PENETRAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE STRADALE

Dall'analisi sopra riportata relativa alla densità superficiale delle varie Regioni italiane, si evince come la maggior parte di esse abbia una densità al di sotto della media nazionale, pari a 1,2 (n. impianti/ 100 Km²).

Pertanto, al fine di favorire l'uniformità della copertura degli impianti di distribuzione lungo tutto il territorio nazionale si ritiene che possa essere considerato realistico e nel contempo necessario un incremento delle stazioni, nelle Regioni italiane con una densità superficiale (n. impianti/ 100 Km²)

² L'aliquota d'accisa del metano per auto è inferiore alla minima europea in forza del potere di deroga che la Direttiva UE 2003/96 concede ad ogni Stato Membro per quanto riguarda la tassazione applicata ai gas per auto.



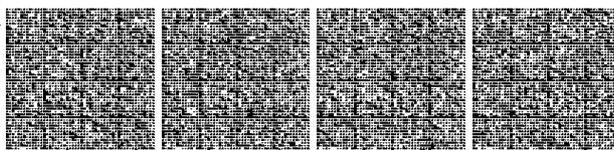
inferiore a 0,7, che nel 2025 sia pari allo 0,2. Da tale incremento, deriverebbe una situazione complessiva secondo la tabella seguente e con una densità media che diventerebbe pari a 1,28.

Tabella 5: Ipotesi diffusione impianti per regione

REGIONE	Densità Superficiale (n. impianti/100 Km²)	Densità Superficiale (n. impianti/100 Km²) Al 2025
Valle D'Aosta	0,2	0,4
Sardegna	0,3	0,5
Basilicata	0,4	0,6
Trentino-Alto Adige	0,4	0,6
Sicilia	0,6	0,8
Liguria	0,6	0,8
Molise	0,7	0,9
Calabria	0,7	0,9
Umbria	1	1
Abruzzo	1,1	1,1
Friuli-Venezia Giulia	1,1	1,1
Toscana	1,2	1,2
Puglia	1,2	1,2
Piemonte	1,3	1,3
Lombardia	1,8	1,8
Lazio	1,9	1,9
Campania	1,9	1,9
Emilia Romagna	1,9	1,9
Marche	2	2
Veneto	2,5	2,5

4.5 REQUISITI MINIMI PER LA REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE NAUTICO DA DIPORTO

Nel settore nautico, finora quasi inesistente, si ritiene che possa essere considerata auspicabile una previsione di incremento graduale nel tempo, con riferimento al sistema complessivo della navigazione, e comprensivo sia dei porti marittimi che della navigazione interna che consenta la realizzazione, entro il 2025, di n. 1 impianto per ciascuna Regione lambita da acque marittime.



ALLEGATO IV

previsto dall'art. 18

Elenco delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni del particolato PM₁₀ per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014

Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 prevede che non deve essere superato con almeno una centralina urbana la soglia limite di polveri sottili per un numero massimo di 35 giorni/anno con concentrazioni superiori a 50 µg/m³.

Il limite delle concentrazioni del particolato PM₁₀ per almeno 2 anni su 6 nel periodo 2009-2014 risulta superato nei seguenti capoluoghi di provincia:

6 anni su 6: Alessandria, Asti, Bergamo, Brescia, Cremona, Frosinone, Lodi, Mantova, Milano, Modena, Monza, Napoli, Padova, Palermo, Parma, Pavia, Piacenza, Rimini, Roma, Rovigo, Siracusa, Torino, Treviso, Venezia, Vercelli, Verona, Vicenza.

5 anni su 6: Avellino, Bologna, Como, Ferrara, Novara, Prato, Ravenna, Terni, Reggio Emilia, Firenze.

4 anni su 6: Biella, Forlì, Sondrio, Varese, Benevento.

3 anni su 6: Caserta, Cuneo, Lecco, Pordenone.

2 anni su 6: Cagliari, Lucca, Salerno, Pescara, Trento, Trieste.

NOTE

AVVERTENZA:

Il testo delle note qui pubblicato è stato redatto dall'amministrazione competente per materia ai sensi dell'art. 10, commi 2 e 3, del testo unico delle disposizioni sulla promulgazione delle leggi, sull'emanazione dei decreti del Presidente della Repubblica e sulle pubblicazioni ufficiali della Repubblica italiana, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 1985, n. 1092, al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge modificate o alle quali è operato il rinvio. Restano invariati il valore e l'efficacia degli atti legislativi qui trascritti.

Per gli atti dell'Unione europea vengono forniti gli estremi di pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione Europea (GUUE).

Note alle premesse:

— L'art. 76 della Costituzione stabilisce che l'esercizio della funzione legislativa non può essere delegato al Governo se non con determinazione di principi e criteri direttivi e soltanto per tempo limitato e per oggetti definiti.

— L'art. 87 della Costituzione conferisce, tra l'altro, al Presidente della Repubblica il potere di promulgare le leggi e di emanare i decreti aventi valore di legge ed i regolamenti.

— La direttiva 2011/94/UE della Commissione recante modifica della direttiva 2006/126/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la patente di guida è pubblicata nella G.U.U.E. 29 novembre 2011, n. L 314.

— Il testo dell'allegato B della legge 9 luglio 2015, n. 114 (Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - legge di delegazione europea 2014), pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 31 luglio 2015, n. 176, così recita:

“Allegato B

(art. 1, comma 1)

1) 2010/53/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 7 luglio 2010, relativa alle norme di qualità e sicurezza degli organi umani destinati ai trapianti (termine di recepimento 27 agosto 2012);

2) 2012/25/UE direttiva di esecuzione della Commissione, del 9 ottobre 2012, che stabilisce le procedure informative per lo scambio tra Stati membri di organi umani destinati ai trapianti (termine di recepimento 10 aprile 2014);

3) 2013/35/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, sulle disposizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici) (ventesima direttiva particolare ai sensi dell'art. 16, paragrafo 1, della direttiva 89/391/CEE) e che abroga la direttiva 2004/40/CE (termine di recepimento 1° luglio 2016);

4) 2013/40/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 agosto 2013, relativa agli attacchi contro i sistemi di informazione e che sostituisce la decisione quadro 2005/222/GAI del Consiglio (termine di recepimento 4 settembre 2015);

5) 2013/48/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2013, relativa al diritto di avvalersi di un difensore nel procedimento penale e nel procedimento di esecuzione del mandato d'arresto europeo, al diritto di informare un terzo al momento della privazione della libertà personale e al diritto delle persone private della libertà personale di comunicare con terzi e con le autorità consolari (termine di recepimento 27 novembre 2016);

6) 2013/50/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2013, recante modifica della direttiva 2004/109/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, sull'armonizzazione degli obblighi di trasparenza riguardanti le informazioni sugli emittenti i cui valori mobiliari sono ammessi alla negoziazione in un mercato regolamentato, della direttiva 2003/71/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa al prospetto da pubblicare per l'offerta pubblica o l'ammissione alla negoziazione di strumenti finanziari, e della direttiva 2007/14/CE della Commissione, che stabilisce le modalità di applicazione di talune disposizioni della direttiva 2004/109/CE (termine di recepimento 26 novembre 2015);

7) 2013/51/Euratom del Consiglio, del 22 ottobre 2013, che stabilisce requisiti per la tutela della salute della popolazione relativamente alle sostanze radioattive presenti nelle acque destinate al consumo umano (termine di recepimento 28 novembre 2015);

8) 2013/53/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, relativa alle imbarcazioni da diporto e alle moto d'acqua e che abroga la direttiva 94/25/CE (termine di recepimento 18 gennaio 2016);

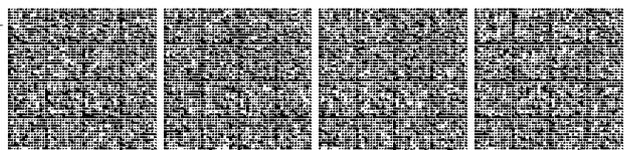
9) 2013/54/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, relativa a talune responsabilità dello Stato di bandiera ai fini della conformità alla convenzione sul lavoro marittimo del 2006 e della sua applicazione (termine di recepimento 31 marzo 2015);

10) 2013/55/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, recante modifica della direttiva 2005/36/CE relativa al riconoscimento delle qualifiche professionali e del regolamento (UE) n. 1024/2012 relativo alla cooperazione amministrativa attraverso il sistema di informazione del mercato interno («regolamento IMI») (termine di recepimento 18 gennaio 2016);

11) 2013/56/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, che modifica la direttiva 2006/66/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori per quanto riguarda l'immissione sul mercato di batterie portatili e di accumulatori contenenti cadmio destinati a essere utilizzati negli utensili elettrici senza fili e di pile a bottone con un basso tenore di mercurio, e che abroga la decisione 2009/603/CE della Commissione (termine di recepimento 1° luglio 2015);

12) 2013/59/Euratom del Consiglio, del 5 dicembre 2013, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom (termine di recepimento 6 febbraio 2018);

13) 2014/17/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 febbraio 2014, in merito ai contratti di credito ai consumatori relativi a beni immobili residenziali e recante modifica delle direttive 2008/48/CE e 2013/36/UE e del regolamento (UE) n. 1093/2010 (termine di recepimento 21 marzo 2016);



14) 2014/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, che modifica le direttive 92/58/CEE, 92/85/CEE, 94/33/CE, 98/24/CE del Consiglio e la direttiva 2004/37/CE del Parlamento europeo e del Consiglio allo scopo di allinearle al regolamento (CE) n. 1272/2008 relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele (termine di recepimento 1° giugno 2015);

15) 2014/28/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato e al controllo degli esplosivi per uso civile (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

16) 2014/29/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione di recipienti semplici a pressione (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

17) 2014/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

18) 2014/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti per pesare a funzionamento non automatico (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

19) 2014/32/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

20) 2014/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative agli apparecchi e sistemi di protezione destinati a essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

21) 2014/35/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato a essere adoperato entro taluni limiti di tensione (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

22) 2014/36/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle condizioni di ingresso e di soggiorno dei cittadini di paesi terzi per motivi di impiego in qualità di lavoratori stagionali (termine di recepimento 30 settembre 2016);

23) 2014/41/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 3 aprile 2014, relativa all'ordine europeo di indagine penale (termine di recepimento 22 maggio 2017);

24) 2014/48/UE del Consiglio, del 24 marzo 2014, che modifica la direttiva 2003/48/CE in materia di tassazione dei redditi da risparmio sotto forma di pagamenti di interessi (termine di recepimento 1° gennaio 2016);

25) 2014/49/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa ai sistemi di garanzia dei depositi (rifusione) (termine di recepimento 3 luglio 2015);

26) 2014/50/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa ai requisiti minimi per accrescere la mobilità dei lavoratori tra Stati membri migliorando l'acquisizione e la salvaguardia di diritti pensionistici complementari (termine di recepimento 21 maggio 2018);

27) 2014/51/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica le direttive 2003/71/CE e 2009/138/CE e i regolamenti (CE) n. 1060/2009, (UE) n. 1094/2010 e (UE) n. 1095/2010 per quanto riguarda i poteri dell'Autorità europea di vigilanza (Autorità europea delle assicurazioni e delle pensioni aziendali e professionali) e dell'Autorità europea di vigilanza (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) (termine di recepimento 31 marzo 2015);

28) 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (termine di recepimento 16 maggio 2017);

29) 2014/53/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di apparecchiature radio e che abroga la direttiva 1999/5/CE (termine di recepimento 12 giugno 2016);

30) 2014/54/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa alle misure intese ad agevolare l'esercizio dei diritti conferiti ai lavoratori nel quadro della libera circolazione dei lavoratori (termine di recepimento 21 maggio 2016);

31) 2014/55/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa alla fatturazione elettronica negli appalti pubblici (termine di recepimento 27 novembre 2018);

32) 2014/56/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2006/43/CE relativa alle revisioni legali dei conti annuali e dei conti consolidati (termine di recepimento 17 giugno 2016);

33) 2014/57/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa alle sanzioni penali in caso di abusi di mercato (direttiva abusi di mercato) (termine di recepimento 3 luglio 2016);

34) 2014/58/UE direttiva di esecuzione della Commissione, del 16 aprile 2014, che istituisce, a norma della direttiva 2007/23/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, un sistema per la tracciabilità degli articoli pirotecnici (termine di recepimento 30 aprile 2015);

35) 2014/59/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, che istituisce un quadro di risanamento e risoluzione degli enti creditizi e delle imprese di investimento e che modifica la direttiva 82/891/CEE del Consiglio, e le direttive 2001/24/CE, 2002/47/CE, 2004/25/CE, 2005/56/CE, 2007/36/CE, 2011/35/UE, 2012/30/UE e 2013/36/UE e i regolamenti (UE) n. 1093/2010 e (UE) n. 648/2012, del Parlamento europeo e del Consiglio (termine di recepimento 31 dicembre 2014);

36) 2014/60/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, relativa alla restituzione dei beni culturali usciti illecitamente dal territorio di uno Stato membro e che modifica il regolamento (UE) n. 1024/2012 (Rifusione) (termine di recepimento 18 dicembre 2015);

37) 2014/61/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, recante misure volte a ridurre i costi dell'installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità (termine di recepimento 1° gennaio 2016);

38) 2014/62/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, sulla protezione mediante il diritto penale dell'euro e di altre monete contro la falsificazione e che sostituisce la decisione quadro 2000/383/GAI del Consiglio (termine di recepimento 23 maggio 2016);

39) 2014/63/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, che modifica la direttiva 2001/110/CE del Consiglio concernente il miele (termine di recepimento 24 giugno 2015);

40) 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, relativa ai mercati degli strumenti finanziari e che modifica la direttiva 2002/92/CE e la direttiva 2011/61/UE (rifusione) (termine di recepimento 3 luglio 2016);

41) 2014/66/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, sulle condizioni di ingresso e soggiorno di cittadini di paesi terzi nell'ambito di trasferimenti intra-societari (termine di recepimento 29 novembre 2016);

42) 2014/67/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, concernente l'applicazione della direttiva 96/71/CE relativa al distacco dei lavoratori nell'ambito di una prestazione di servizi e recante modifica del regolamento (UE) n. 1024/2012 relativo alla cooperazione amministrativa attraverso il sistema di informazione del mercato interno («regolamento IMI») (termine di recepimento 18 giugno 2016);

43) 2014/68/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione (rifusione) (termine di recepimento 28 febbraio 2015);

44) 2014/86/UE del Consiglio, dell'8 luglio 2014, e (UE) 2015/121 del Consiglio, del 27 gennaio 2015, recanti modifica della direttiva 2011/96/UE, concernente il regime fiscale comune applicabile alle società madri e figlie di Stati membri diversi (termine di recepimento 31 dicembre 2015);

45) 2014/87/Euratom del Consiglio, dell'8 luglio 2014, che modifica la direttiva 2009/71/Euratom che istituisce un quadro comunitario per la sicurezza nucleare degli impianti nucleari (termine di recepimento 15 agosto 2017);

46) 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 luglio 2014, che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo (termine di recepimento 18 settembre 2016);



47) 2014/91/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 luglio 2014, recante modifica della direttiva 2009/65/CE concernente il coordinamento delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative in materia di taluni organismi di investimento collettivo in valori mobiliari (OICVM), per quanto riguarda le funzioni di depositario, le politiche retributive e le sanzioni (termine di recepimento 18 marzo 2016);

48) 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (termine di recepimento 18 novembre 2016);

49) 2014/95/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, recante modifica della direttiva 2013/34/UE per quanto riguarda la comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità da parte di talune imprese e di taluni gruppi di grandi dimensioni (termine di recepimento 6 dicembre 2016);

50) 2014/100/UE della Commissione, del 28 ottobre 2014, recante modifica della direttiva 2002/59/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa all'istituzione di un sistema comunitario di monitoraggio del traffico navale e d'informazione (termine di recepimento 18 novembre 2015);

51) 2014/104/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 novembre 2014, relativa a determinate norme che regolano le azioni per il risarcimento del danno ai sensi del diritto nazionale per violazioni delle disposizioni del diritto della concorrenza degli Stati membri e dell'Unione europea (termine di recepimento 27 dicembre 2016);

52) 2014/107/UE del Consiglio, del 9 dicembre 2014, recante modifica della direttiva 2011/16/UE per quanto riguarda lo scambio automatico obbligatorio di informazioni nel settore fiscale (termine di recepimento 31 dicembre 2015);

53) 2014/112/UE del Consiglio, del 19 dicembre 2014, che attua l'accordo europeo concernente taluni aspetti dell'organizzazione dell'orario di lavoro nel trasporto per vie navigabili interne, concluso tra la European Barge Union (EBU), l'Organizzazione europea dei capitani (ESO) e la Federazione europea dei lavoratori dei trasporti (ETF) (termine di recepimento 31 dicembre 2016);

54) (UE) 2015/13 direttiva delegata della Commissione, del 31 ottobre 2014, che modifica l'allegato III della direttiva 2014/32/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per quanto riguarda il campo di portata dei contatori dell'acqua (termine di recepimento 19 aprile 2016);

55) (UE) 2015/412 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 marzo 2015, che modifica la direttiva 2001/18/CE per quanto concerne la possibilità per gli Stati membri di limitare o vietare la coltivazione di organismi geneticamente modificati (OGM) sul loro territorio (senza termine di recepimento);

56) (UE) 2015/413 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 marzo 2015, intesa ad agevolare lo scambio transfrontaliero di informazioni sulle infrazioni in materia di sicurezza stradale (termine di recepimento 6 maggio 2015)."

— La legge 7 agosto 1990, n. 241 (Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 18 agosto 1990, n. 192.

— La legge 23 dicembre 1992, n. 498 (Interventi urgenti in materia di finanza pubblica) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 29 dicembre 1992, n. 304.

— La legge 28 gennaio 1994, n. 84 (Riordino della legislazione in materia portuale) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 4 febbraio 1999, n. 28, S.O.

— La legge 5 giugno 2003, n. 131 (Disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge Cost. 18 ottobre 2001, n. 3) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 10 giugno 2003, n. 132.

— La legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 13 settembre 2004, n. 215.

— La legge 7 agosto 2015, n. 124 (Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 13 agosto 2015, n. 187.

— Il decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159 (Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 2 ottobre 2007, n. 229.

— La legge 29 novembre 2007, n. 222 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 30 novembre 2007, n. 279, S.O.

— Il testo degli articoli 17-*quinquies* e 17-*septies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 (Misure urgenti per la crescita del Paese) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 26 giugno 2012, n. 147, S.O., così recita:

“Art. 17-*quinquies*. Semplificazione dell'attività edilizia e diritto ai punti di ricarica

1. Al comma 2 dell'art. 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, sono premessi i seguenti:

«1-*ter*. Entro il 1° giugno 2014, i comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia, l'installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso.

1-*quater*. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 1-*ter* del presente articolo, le regioni applicano, in relazione ai titoli abilitativi edilizi difforni da quanto ivi previsto, i poteri inibitori e di annullamento stabiliti nelle rispettive leggi regionali o, in difetto di queste ultime, provvedono ai sensi dell'art. 39.

1-*quinquies*. Le disposizioni di cui ai commi 1-*ter* e 1-*quater* non si applicano agli immobili di proprietà delle amministrazioni pubbliche».

2. Fatto salvo il regime di cui all'art. 1102 del codice civile, le opere edilizie per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica dei veicoli in edifici in condominio sono approvate dall'assemblea di condominio, in prima o in seconda convocazione, con le maggioranze previste dall'art. 1136, secondo comma, del codice civile.

3. Nel caso in cui il condominio rifiuti di assumere, o non assuma entro tre mesi dalla richiesta fatta per iscritto, le deliberazioni di cui al comma 2, il condomino interessato può installare, a proprie spese, i dispositivi di cui al citato comma 2, secondo le modalità ivi previste. Resta fermo quanto disposto dagli articoli 1120, secondo comma, e 1121, terzo comma, del codice civile.”

“Art. 17-*septies*. Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica

1. Al fine di garantire in tutto il territorio nazionale i livelli minimi uniformi di accessibilità del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, è approvato il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di seguito denominato “Piano nazionale”.

2. Il Piano nazionale è aggiornato entro il 30 giugno di ogni anno, nel rispetto della procedura di cui al comma 1.

3. Il Piano nazionale ha ad oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nonché interventi di recupero del patrimonio edilizio finalizzati allo sviluppo delle medesime reti.

4. Il Piano nazionale definisce le linee guida per garantire lo sviluppo unitario del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nel territorio nazionale, sulla base di criteri oggettivi che tengono conto dell'effettivo fabbisogno presente nelle diverse realtà territoriali, valutato sulla base dei concorrenti profili della congestione di traffico veicolare privato, della criticità dell'inquinamento atmosferico e dello sviluppo della rete stradale urbana ed extraurbana e di quella autostradale. In particolare, il Piano nazionale prevede:

a) l'istituzione di un servizio di ricarica dei veicoli, a partire dalle aree urbane, applicabile nell'ambito del trasporto privato e pubblico e conforme agli omologhi servizi dei Paesi dell'Unione europea, al fine di garantirne l'interoperabilità in ambito internazionale;



b) l'introduzione di procedure di gestione del servizio di ricarica di cui alla lettera a) basate sulle peculiarità e sulle potenzialità delle infrastrutture relative ai contatori elettronici, con particolare attenzione:

1) all'assegnazione dei costi di ricarica al cliente che la effettua, identificandolo univocamente;

2) alla predisposizione di un sistema di tariffe differenziate;

3) alla regolamentazione dei tempi e dei modi di ricarica, coniugando le esigenze dei clienti con l'ottimizzazione delle disponibilità della rete elettrica, assicurando la realizzazione di una soluzione compatibile con le regole del libero mercato che caratterizzano il settore elettrico;

c) l'introduzione di agevolazioni, anche amministrative, in favore dei titolari e dei gestori degli impianti di distribuzione del carburante per l'ammodernamento degli impianti attraverso la realizzazione di infrastrutture di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica;

d) la realizzazione di programmi integrati di promozione dell'adeguamento tecnologico degli edifici esistenti;

e) la promozione della ricerca tecnologica volta alla realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

5. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti promuove la stipulazione di appositi accordi di programma, approvati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del CIPE, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, al fine di concentrare gli interventi previsti dal comma 4 nei singoli contesti territoriali in funzione delle effettive esigenze, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati, ivi comprese le società di distribuzione dell'energia elettrica. Decorsi novanta giorni senza che sia stata raggiunta la predetta intesa, gli accordi di programma possono essere comunque approvati.

6. Per la migliore realizzazione dei programmi integrati di cui al comma 4, lettera d), i comuni e le province possono associarsi ai sensi del testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. I programmi integrati sono dichiarati di interesse strategico nazionale e alla loro attuazione si provvede secondo la normativa vigente.

7. I comuni possono accordare l'esonerazione e le agevolazioni in materia di tassa per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche stabiliti dall'art. 1, comma 4, della legge 27 dicembre 1997, n. 449, in favore dei proprietari di immobili che eseguono interventi diretti all'installazione e all'attivazione di infrastrutture di ricarica elettrica veicolare dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

8. Ai fini del finanziamento del Piano nazionale, è istituito nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti un apposito fondo, con una dotazione pari a 20 milioni di euro per l'anno 2013 e a 15 milioni di euro per ciascuno degli anni 2014 e 2015.

9. A valere sulle risorse di cui al comma 8, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti partecipa al cofinanziamento, fino a un massimo del 50 per cento delle spese sostenute per l'acquisto e per l'installazione degli impianti, dei progetti presentati dalle regioni e dagli enti locali relativi allo sviluppo delle reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli nell'ambito degli accordi di programma di cui al comma 5.

10. Ai fini del tempestivo avvio degli interventi prioritari e immediatamente realizzabili, previsti in attuazione del Piano nazionale, parte del fondo di cui al comma 8, per un ammontare pari a 5 milioni di euro per l'anno 2013, è destinata alla risoluzione delle più rilevanti esigenze nelle aree urbane ad alta congestione di traffico. Alla ripartizione di tale importo tra le regioni interessate si provvede con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo accordo in sede di Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano."

— La legge 7 agosto 2012, n. 134 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 11 agosto 2012, n. 187, S.O.

— Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145 (Interventi urgenti di avvio del piano "Destinazione Italia", per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 23 dicembre 2013, n. 300.

— La legge 21 febbraio 2014, n. 9 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia», per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC-auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 21 febbraio 2014, n. 43.

— Il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 (Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 24 giugno 2014, n. 144.

— La legge 11 agosto 2014, n. 116 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 20 agosto 2014, n. 192, S.O.

— L'art. 158 del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285 (Nuovo codice della strada) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 maggio 1992, n. 114, S.O., così recita:

“Art. 158. Divieto di fermata e di sosta dei veicoli

1. La fermata e la sosta sono vietate:

a) in corrispondenza o in prossimità dei passaggi a livello e sui binari di linee ferroviarie o tramviarie o così vicino ad essi da intralciare la marcia;

b) nelle gallerie, nei sottovia, sotto i sovrappassaggi, sotto i fornicci e i portici, salvo diversa segnalazione;

c) sui dossi e nelle curve e, fuori dei centri abitati e sulle strade urbane di scorrimento, anche in loro prossimità;

d) in prossimità e in corrispondenza di segnali stradali verticali e semaforici in modo da occultarne la vista, nonché in corrispondenza dei segnali orizzontali di preselezione e lungo le corsie di canalizzazione;

e) fuori dei centri abitati, sulla corrispondenza e in prossimità delle aree di intersezione;

f) nei centri abitati, sulla corrispondenza delle aree di intersezione e in prossimità delle stesse a meno di 5 m dal prolungamento del bordo più vicino della carreggiata trasversale, salvo diversa segnalazione;

g) sui passaggi e attraversamenti pedonali e sui passaggi per ciclisti, nonché sulle piste ciclabili e agli sbocchi delle medesime;

h) sui marciapiedi, salvo diversa segnalazione.

2. La sosta di un veicolo è inoltre vietata:

a) allo sbocco dei passi carrabili;

b) dovunque venga impedito di accedere ad un altro veicolo regolarmente in sosta, oppure lo spostamento di veicoli in sosta;

c) in seconda fila, salvo che si tratti di veicoli a due ruote, due ciclomotori a due ruote o due motocicli;

d) negli spazi riservati allo stazionamento e alla fermata degli autobus, dei filobus e dei veicoli circolanti su rotaia e, ove questi non siano delimitati, a una distanza dal segnale di fermata inferiore a 15 m, nonché negli spazi riservati allo stazionamento dei veicoli in servizio di piazza;

e) sulle aree destinate al mercato e ai veicoli per il carico e lo scarico di cose, nelle ore stabilite;

f) sulle banchine, salvo diversa segnalazione;

g) negli spazi riservati alla fermata o alla sosta dei veicoli per persone invalide di cui all'art. 188 e in corrispondenza degli scivoli o dei raccordi tra i marciapiedi, rampe o corridoi di transito e la carreggiata utilizzati dagli stessi veicoli;

h) nelle corsie o carreggiate riservate ai mezzi pubblici;

i) nelle aree pedonali urbane;

l) nelle zone a traffico limitato per i veicoli non autorizzati;

m) negli spazi asserviti ad impianti o attrezzature destinate a servizi di emergenza o di igiene pubblica indicati dalla apposita segnaletica;

n) davanti ai cassonetti dei rifiuti urbani o contenitori analoghi;

o) limitatamente alle ore di esercizio, in corrispondenza dei distributori di carburante ubicati sulla sede stradale ed in loro prossimità sino a 5 m prima e dopo le installazioni destinate all'erogazione.



3. Nei centri abitati è vietata la sosta dei rimorchi quando siano staccati dal veicolo trainante, salvo diversa segnalazione.

4. Durante la sosta e la fermata il conducente deve adottare le opportune cautele atte a evitare incidenti ed impedire l'uso del veicolo senza il suo consenso.

5. Chiunque viola le disposizioni del comma 1 e delle lettere *d)*, *g)* e *h)* del comma 2 è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 40 ad euro 164 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 85 ad euro 338 per i restanti veicoli.

6. Chiunque viola le altre disposizioni del presente articolo è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 24 ad euro 98 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 41 ad euro 169 per i restanti veicoli.

7. Le sanzioni di cui al presente articolo si applicano per ciascun giorno di calendario per il quale si protrae la violazione.”

— Il decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 (Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 29 novembre 1995, n. 279, S.O.

— Il decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32 (Razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti, a norma dell'art. 4, comma 4, lettera *c)*, della legge 15 marzo 1997, n. 59) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 5 marzo 1998, n. 53.

— Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 20 giugno 2000, n. 142.

— Il decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139 (Riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'art. 11 della legge 29 luglio 2003, n. 229) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 5 aprile 2006, n. 80, S.O.

— Il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 14 aprile 2006, n. 88, S.O. n. 96.

— Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 15 settembre 2010, n. 216, S.O.

— Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 marzo 2011, n. 71, S.O.

— Il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 (Attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 aprile 2011, n. 97.

— Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 giugno 2011, n. 148, S.O.

— Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 luglio 2014, n. 165.

— Il decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105 (Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 14 luglio 2015, n. 161, S.O.

— Il decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità-Testo *A)* è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 16 agosto 2001, n. 189, S.O.

— Il decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo *A)*) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 20 ottobre 2001, n. 245, S.O.

— Il decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151 (Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'art. 49, comma 4-*quater*, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 22 settembre 2011, n. 221.

Note all'art. 2:

— Il testo dell'art. 2 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 2. Definizioni

1. Ai fini del presente decreto legislativo si applicano le definizioni della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

a) «energia da fonti rinnovabili»: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;

b) «energia aerotermica»: energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore;

c) «energia geotermica»: energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre;

d) «energia idrotermica»: energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore;

e) «biomassa»: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani;

f) «consumo finale lordo di energia»: i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione;

g) «telerscaldamento» o «teleraffrescamento»: la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigeranti, da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria;

h) «bioliquidi»: combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa;

i) «biocarburanti»: carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa;

l) «garanzia di origine»: documento elettronico che serve esclusivamente a provare ad un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati prodotti da fonti rinnovabili come previsto all'art. 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE e dai provvedimenti attuativi di cui all'art. 1, comma 5, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;

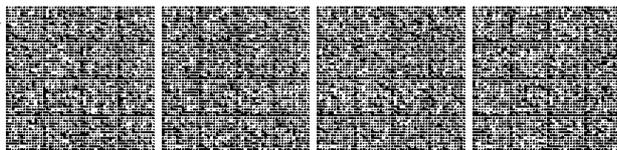
m) «edificio sottoposto a ristrutturazione rilevante»: edificio che ricade in una delle seguenti categorie:

i) edificio esistente avente superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro;

ii) edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria;

n) «edificio di nuova costruzione»: edificio per il quale la richiesta del pertinente titolo edilizio, comunemente denominato, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto;

o) «biometano»: gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale;



p) «regime di sostegno»: strumento, regime o meccanismo applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di dette energie. Comprende, non in via esclusiva, le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili, compresi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto dei prezzi, ivi comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni;

q) «centrali ibride»: centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.”

Note all'art. 3:

— Per il testo dell'art. 17-septies del decreto - legge 22 giugno 2012, n. 83 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 2012, n. 134 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281 (Definizione ed ampliamento delle attribuzioni della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano ed unificazione, per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province e dei comuni, con la Conferenza Stato-città ed autonomie locali) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 30 agosto 1997, n. 202, così recita:

“Art. 8. Conferenza Stato-città ed autonomie locali e Conferenza unificata.

1. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è unificata per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province, dei comuni e delle comunità montane, con la Conferenza Stato-regioni.

2. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è presieduta dal Presidente del Consiglio dei ministri o, per sua delega, dal Ministro dell'interno o dal Ministro per gli affari regionali nella materia di rispettiva competenza; ne fanno parte altresì il Ministro del tesoro e del bilancio e della programmazione economica, il Ministro delle finanze, il Ministro dei lavori pubblici, il Ministro della sanità, il presidente dell'Associazione nazionale dei comuni d'Italia - ANCI, il presidente dell'Unione province d'Italia - UPI ed il presidente dell'Unione nazionale comuni, comunità ed enti montani - UNCEM. Ne fanno parte inoltre quattordici sindaci designati dall'ANCI e sei presidenti di provincia designati dall'UPI. Dei quattordici sindaci designati dall'ANCI cinque rappresentano le città individuate dall'art. 17 della legge 8 giugno 1990, n. 142. Alle riunioni possono essere invitati altri membri del Governo, nonché rappresentanti di amministrazioni statali, locali o di enti pubblici.

3. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è convocata almeno ogni tre mesi, e comunque in tutti i casi il presidente ne ravvisa la necessità o qualora ne faccia richiesta il presidente dell'ANCI, dell'UPI o dell'UNCEM.

4. La Conferenza unificata di cui al comma 1 è convocata dal Presidente del Consiglio dei ministri. Le sedute sono presiedute dal Presidente del Consiglio dei ministri o, su sua delega, dal Ministro per gli affari regionali o, se tale incarico non è conferito, dal Ministro dell'interno.”

— Il capo IV bis del decreto - legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, è così rubricato:

“Capo IV-bis. Disposizioni per favorire lo sviluppo della mobilità mediante veicoli a basse emissioni complessive”.

— Il testo dell'art. 17-bis del decreto - legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 17-bis. Finalità e definizioni

1. Il presente capo è finalizzato allo sviluppo della mobilità sostenibile, attraverso misure volte a favorire la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e la sperimentazione e la diffusione di flotte pubbliche e private di veicoli a basse emissioni complessive, con particolare riguardo al contesto urbano, nonché l'acquisto di veicoli a trazione elettrica o ibrida.

2. Ai fini del presente capo si intende:

a) per reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, i prodotti, le reti e gli impianti che consentono ai veicoli alimentati ad energia elettrica di riapprovvigionarsi di energia mediante qualsiasi tecnologia, comprese la sostituzione delle batterie o tecnologie equivalenti;

b) per veicoli a basse emissioni complessive, i veicoli a trazione elettrica, ibrida, a GPL, a metano, a biometano, a biocombustibili e a idrogeno, che producono emissioni di anidride carbonica (CO₂) allo scarico non superiori a 120 g/km e ridotte emissioni di ulteriori sostanze inquinanti;

c) per veicoli, di cui all'art. 47, comma 1, lettere e), f), g) ed n) del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e successive modificazioni, appartenenti alle categorie M1, N1, L comprensivo delle categorie L1e, L2e, L3e, L4e, L5e, L6e, L7e di cui al comma 2 del medesimo art. 47, nonché quelli di cui all'art. 54, comma 1, lettere a), c), d), f) e g) del medesimo codice di cui al decreto legislativo n. 285 del 1992;

d) per veicoli a trazione elettrica, i veicoli dotati di motorizzazione finalizzata alla sola trazione di tipo elettrico, con energia per la trazione esclusivamente di tipo elettrico e completamente immagazzinata a bordo;

e) per veicoli a trazione ibrida:

1) i veicoli dotati di almeno una motorizzazione elettrica finalizzata alla trazione con la presenza a bordo di un motore termico volta alla sola generazione di energia elettrica, che integra una fonte di energia elettrica disponibile a bordo (funzionamento ibrido);

2) i veicoli dotati di almeno una motorizzazione elettrica finalizzata alla trazione con la presenza a bordo di una motorizzazione di tipo termico volta direttamente alla trazione, con possibilità di garantire il normale esercizio del veicolo anche mediante il funzionamento autonomo di una sola delle motorizzazioni esistenti (funzionamento ibrido bimodale);

3) i veicoli dotati di almeno una motorizzazione elettrica finalizzata alla trazione con la presenza a bordo di una motorizzazione di tipo termico volta sia alla trazione sia alla produzione di energia elettrica, con possibilità di garantire il normale esercizio del veicolo sia mediante il funzionamento contemporaneo delle due motorizzazioni presenti sia mediante il funzionamento autonomo di una sola di queste (funzionamento ibrido multimodale).

3. Al fine di perseguire i livelli prestazionali in materia di emissioni delle autoveicoli fissati dal regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, e di contribuire alla strategia europea per i veicoli puliti ed efficienti sul piano energetico, di cui alla comunicazione COM(2010)186 della Commissione, del 28 aprile 2010, la realizzazione delle reti infrastrutturali di cui al comma 1 nel territorio nazionale costituisce obiettivo prioritario e urgente dei seguenti interventi:

a) interventi statali e regionali a tutela della salute e dell'ambiente;

b) interventi per la riduzione delle emissioni nocive nell'atmosfera, per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico e per il contrasto del riscaldamento globale prodotto dall'uso di combustibili fossili;

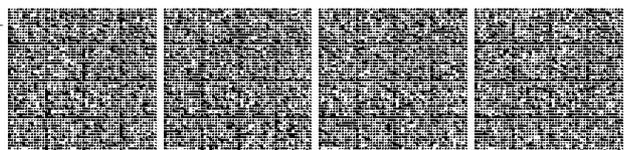
c) interventi per l'ammmodernamento del sistema stradale urbano ed extraurbano;

d) interventi per la promozione della ricerca e dello sviluppo nel settore delle tecnologie avanzate;

e) interventi per l'incentivazione dell'economia reale e per l'adeguamento tecnologico e prestazionale degli edifici pubblici e privati.

4. Lo Stato, le regioni e gli enti locali perseguono l'obiettivo di cui al comma 3, secondo le rispettive competenze costituzionali, anche mediante interventi di incentivazione, di semplificazione delle procedure, di tariffazione agevolata e di definizione delle specifiche tecniche dei prodotti e dell'attività edilizia.

5. All'attuazione delle disposizioni di cui al presente articolo si provvede nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.”



— Il testo dell'art. 1 del decreto - legge 23 dicembre 2013, n. 145, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 1. Disposizioni per la riduzione dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, per gli indirizzi strategici dell'energia geotermica, in materia di certificazione energetica degli edifici e di condominio, e per lo sviluppo di tecnologie di maggior tutela ambientale

1. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas aggiorna entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto i criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

2. A decorrere dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti, definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini dell'applicazione dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'art. 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta, ad eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW.

3. Al fine di contenere l'onere annuo sui prezzi e sulle tariffe elettriche degli incentivi alle energie rinnovabili e massimizzare l'apporto produttivo nel medio-lungo termine dagli esistenti impianti, i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe onnicomprensive ovvero tariffe premio possono, per i medesimi impianti, in misura alternativa:

a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;

b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, volta a valorizzare l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso, a decorrere dal primo giorno del mese successivo al termine di cui al comma 5, il produttore accede a un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, definita con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante alla medesima data incrementato di 7 anni. La specifica percentuale di riduzione è applicata:

1) per gli impianti a certificati verdi, al coefficiente moltiplicativo di cui alla tabella 2 allegata alla legge 24 dicembre 2007, n. 244;

2) per gli impianti a tariffa onnicomprensiva, al valore della tariffa spettante al netto del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente;

3) per gli impianti a tariffa premio, alla medesima tariffa premio.

4. La riduzione di cui al comma 3, lettera b), viene differenziata in ragione del residuo periodo di incentivazione, del tipo di fonte rinnovabile e dell'istituto incentivante, ed è determinata tenendo conto dei costi indotti dall'operazione di rimodulazione degli incentivi, incluso un premio adeguatamente maggiorato per gli impianti per i quali non sono previsti, per il periodo successivo a quello di diritto al regime incentivante, incentivi diversi dallo scambio sul posto e dal ritiro dedicato per interventi realizzati sullo stesso sito. Il decreto di cui al comma 3, lettera b), deve prevedere il periodo residuo di incentivazione, entro il quale non si applica la penalizzazione di cui al comma 3, lettera a). Allo scopo di salvaguardare gli investimenti in corso, tale periodo residuo non può comunque scadere prima del 31 dicembre 2014 e può essere differenziato per ciascuna fonte, per tenere conto della diversa complessità degli interventi medesimi.

5. L'opzione di cui al comma 3, lettera b), deve essere esercitata entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto di cui al medesimo comma 3, lettera b), mediante richiesta al Gestore dei servizi energetici (Gse) resa con modalità definite dallo stesso Gse entro 15 giorni dalla medesima data.

6. Le disposizioni di cui ai commi 3, 4 e 5 non si applicano:

a) agli impianti incentivati ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 6 del 29 aprile 1992;

b) ai nuovi impianti incentivati ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, pubblicato nel supplemento ordinario n. 143 alla *Gazzetta Ufficiale* n. 159 del 10 luglio 2012, fatta eccezione per gli impianti ricadenti nel regime transitorio di cui all'art. 30 dello stesso decreto.

6-bis. Al fine di promuovere la competitività delle imprese industriali, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema applicati al consumo di gas e i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali sono rideterminati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto. La suddetta rideterminazione deve avvenire in modo da tenere conto della definizione di imprese a forte consumo di energia, nel rispetto dei decreti e dei vincoli di cui all'art. 39, commi 1 e 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, secondo gli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico.

6-ter. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, al fine di rendere più facilmente confrontabili le offerte contrattuali rivolte ai clienti finali per l'acquisto di gas o energia elettrica, identifica le componenti di base di costo da esplicitare obbligatoriamente nelle stesse offerte e determina le sanzioni a carico dei soggetti venditori in caso di inottemperanza.

6-quater. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas promuove, attraverso la regolazione, l'installazione dei contatori elettronici e provvede affinché i dati di lettura dei contatori stessi siano resi disponibili ai clienti in forma aggregata e puntuale, secondo modalità tali da consentire la facile lettura da parte del cliente dei propri dati di consumo e garantendo nel massimo grado e tempestivamente la corrispondenza tra i consumi fatturati e quelli effettivi con lettura effettiva dei valori di consumo ogni volta che siano installati sistemi di telelettura e determinando un intervallo di tempo massimo per il conguaglio nei casi di lettura stimata.

6-quinquies. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede all'attuazione dei commi 6-ter e 6-quater nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali previste a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

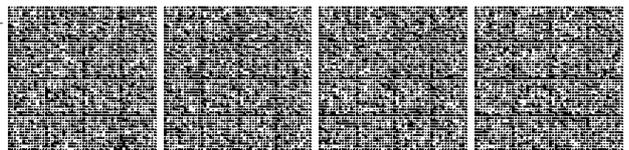
6-sexies. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, il Ministero dello sviluppo economico avvia una ricognizione dei regolamenti al fine di prevedere i requisiti di terzietà, di imparzialità, di integrità e di indipendenza rispetto al produttore, distributore, venditore e gestore di rete, per l'esecuzione dei controlli metrologici sui dispositivi di cui all'art. 1 del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22.

6-septies. Con i regolamenti di cui ai decreti del Ministro dello sviluppo economico adottati ai sensi dell'art. 19, comma 2, del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, ovvero con successivi decreti adottati secondo la medesima procedura, sono disciplinati, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, anche i controlli successivi, relativamente agli strumenti di misura già messi in servizio ai sensi delle disposizioni transitorie di cui all'art. 22 del medesimo decreto legislativo.

6-octies. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono individuate le disposizioni per un processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, gli obiettivi temporali e le modalità di sostegno degli investimenti, anche attraverso la componente tariffaria UC4.

7. All'art. 6 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, i commi 3 e 3-bis sono sostituiti dal seguente:

“3. Nei contratti di compravendita immobiliare, negli atti di trasferimento di immobili a titolo oneroso e nei nuovi contratti di locazione di edifici o di singole unità immobiliari soggetti a registrazione è inserita apposita clausola con la quale l'acquirente o il conduttore dichiarano di aver ricevuto le informazioni e la documentazione, comprensiva dell'attestato, in ordine alla attestazione della prestazione energetica degli edifici; copia dell'attestato di prestazione energetica deve essere altresì allegata al contratto, tranne che nei casi di locazione di singole unità immobiliari. In caso di omessa dichiarazione o allegazione, se dovuta, le parti sono soggette al pagamento, in solido e in parti uguali, della sanzione amministrativa pecuniaria da euro 3.000 a euro 18.000; la sanzione è da euro 1.000 a euro 4.000 per i contratti di locazione di singole unità immobiliari e, se la durata della locazione non eccede i tre anni, essa è ridotta alla metà. Il pagamento della sanzione amministrativa-



va non esenta comunque dall'obbligo di presentare la dichiarazione o la copia dell'attestato di prestazione energetica entro quarantacinque giorni. L'accertamento e la contestazione della violazione sono svolti dalla Guardia di Finanza o, all'atto della registrazione di uno dei contratti previsti dal presente comma, dall'Agenzia delle Entrate, ai fini dell'ulteriore corso del procedimento sanzionatorio ai sensi dell'art. 17 della legge 24 novembre 1981, n. 689."

7-bis. Al numero 52 dell'allegato A del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, le parole: "la persona giuridica" sono sostituite dalle seguenti: "l'impresa".

7-ter. All'art. 1, comma 139, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, la lettera a) è abrogata.

8. Su richiesta di almeno una delle parti o di un suo avente causa, la stessa sanzione amministrativa di cui al comma 3 dell'art. 6 del decreto legislativo n. 192 del 2005 si applica altresì ai richiedenti, in luogo di quella della nullità del contratto anteriormente prevista, per le violazioni del previgente comma 3-bis dello stesso art. 6 commesse anteriormente all'entrata in vigore del presente decreto, purché la nullità del contratto non sia già stata dichiarata con sentenza passata in giudicato.

8-bis. Ai fini del rilascio dell'attestato di prestazione energetica degli edifici, di cui all'art. 6 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, si tiene conto del raffrescamento derivante dalle schermature solari mobili, a condizione che la prestazione energetica delle predette schermature sia di classe 2, come definita nella norma europea EN 14501:2006, o superiore.

8-ter. Al regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 75, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'art. 2, comma 3, lettera a), le parole da: "LM-4" a: "LM-73" sono sostituite dalle seguenti: "LM-4, da LM-20 a LM-35, LM-48, LM-53, LM-69, LM-71, LM-73" e le parole da: "4/S" a: "77/S" sono sostituite dalle seguenti: "4/S, da 25/S a 38/S, 54/S, 61/S, 74/S, 77/S, 81/S";

b) all'art. 2, comma 3, lettera c), dopo la parola: "termotecnica," sono inserite le seguenti: "aeronautica, energia nucleare, metallurgia, navalmecanica, metalmeccanica,";

c) all'art. 2, comma 4, lettera b), le parole da: "LM-17" a: "LM-79" sono sostituite dalle seguenti: "LM-17, LM-40, LM-44, LM-54, LM-60, LM-74, LM-75, LM-79" e le parole da: "20/S" a: "86/S" sono sostituite dalle seguenti: "20/S, 45/S, 50/S, 62/S, 68/S, 82/S, 85/S, 86/S";

d) all'art. 3, dopo il comma 1 è aggiunto il seguente:

1-bis. Qualora il tecnico abilitato sia dipendente e operi per conto di enti pubblici ovvero di organismi di diritto pubblico operanti nel settore dell'energia e dell'edilizia, il requisito di indipendenza di cui al comma 1 si intende superato dalle finalità istituzionali di perseguimento di obiettivi di interesse pubblico proprie di tali enti e organismi";

e) all'art. 4, comma 2, dopo la lettera a) è inserita la seguente:

a-bis) riconoscere, quali soggetti certificatori, i soggetti che dimostrino di essere in possesso di un attestato di frequenza, con superamento dell'esame finale, di specifico corso di formazione per la certificazione energetica degli edifici, attivato precedentemente alla data di entrata in vigore del presente decreto e comunque conforme ai contenuti minimi definiti nell'allegato 1";

f) all'art. 6, dopo il comma 2 è aggiunto il seguente:

2-bis. Le disposizioni del presente decreto si applicano anche ai fini della redazione dell'attestazione di prestazione energetica di cui alla direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 maggio 2010";

g) all'allegato 1, le parole: "64 ore" sono sostituite dalle seguenti: "80 ore".

8-quater. All'art. 6, comma 8, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, dopo la parola: "locazione," sono inserite le seguenti: "ad eccezione delle locazioni degli edifici residenziali utilizzati meno di quattro mesi all'anno,".

9. La riforma della disciplina del condominio negli edifici, di cui alla legge 11 dicembre 2012, n. 220, è così integrata:

a) con Regolamento del Ministro della giustizia, emanato ai sensi dell'art. 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, sono determinati i requisiti necessari per esercitare l'attività di formazione degli amministratori di condominio nonché i criteri, i contenuti e le modalità di svolgimento dei corsi della formazione iniziale e periodica prevista dall'art. 71-bis, primo comma, lettera g), delle disposizioni per l'attuazione del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220;

[b] all'art. 1120, secondo comma, n. 2, del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, le parole: " , per il contenimento del consumo energetico degli edifici" sono soppresse;]

c) all'art. 1130, primo comma, n. 6, del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, dopo le parole: "nonché ogni dato relativo alle condizioni di sicurezza" sono inserite le seguenti: «delle parti comuni dell'edificio»;

d) all'art. 1135, primo comma, n. 4, del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: " ; se i lavori devono essere eseguiti in base a un contratto che ne prevede il pagamento graduale in funzione del loro progressivo stato di avanzamento, il fondo può essere costituito in relazione ai singoli pagamenti dovuti";

e) all'art. 70 delle disposizioni per l'attuazione del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, dopo le parole: "spese ordinarie" sono aggiunte le seguenti: "L'irrogazione della sanzione è deliberata dall'assemblea con le maggioranze di cui al secondo comma dell'art. 1136 del Codice".

10. All'art. 1 del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, e successive modificazioni, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 3-bis, dopo la parola: "emissioni" sono inserite le seguenti: "di processo";

b) al comma 3-bis.1, dopo le parole: "immessa nel sistema elettrico" sono aggiunte le seguenti: " , che non può in nessun caso essere superiore a 40.000 MWh elettrici annui";

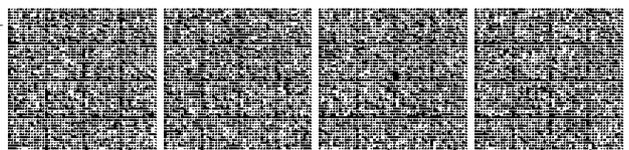
c) dopo il comma 7 è inserito il seguente:

"7-bis. Lo Stato esercita le funzioni di cui all'art. 1, comma 7, lettera i), della legge 23 agosto 2004, n. 239, e all'art. 57, comma 1, lettera f-bis), del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, nell'ambito della determinazione degli indirizzi della politica energetica nazionale, al fine di sostenere lo sviluppo delle risorse geotermiche".

11. L'art. 11, comma 14, del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, e successive modificazioni, è abrogato e cessa l'efficacia delle disposizioni di cui al decreto del Presidente della Repubblica 28 gennaio 1994, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana 9 marzo 1994, n. 56, relativamente alla concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione e ai relativi meccanismi di incentivazione.

12. La Regione Autonoma della Sardegna, entro il 30 giugno 2016, ha la facoltà di bandire una gara per realizzare una centrale termoelettrica a carbone, dotata di apposita sezione di impianto per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica prodotta, da realizzare sul territorio del Sulcis Iglesiente, in prossimità del giacimento carbonifero, assicurando la disponibilità delle aree e delle infrastrutture necessarie. Al vincitore della gara è assicurato l'acquisto da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.a. dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'impianto, dal primo al ventesimo anno di esercizio, al prezzo di mercato maggiorato di un incentivo fino a 30 Euro/MWh sulla base della produzione di energia elettrica con funzionamento a piena capacità di cattura della CO2 e del funzionamento del relativo stoccaggio nonché rivalutato sulla base dell'inflazione calcolata sull'indice Istat, per un massimo di 2100 GWh/anno. Tale incentivo è concesso esclusivamente per la quantità di energia prodotta con la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Il rapporto tra l'ammontare complessivo di tale incentivo e il costo totale di investimento sostenuto dal vincitore della gara non deve superare le proporzioni consentite dalle norme comunitarie sugli aiuti di Stato e nessun incentivo può essere concesso prima della approvazione da parte della Commissione europea. In caso di funzionamento della centrale termoelettrica in assenza di cattura e stoccaggio della CO2, le emissioni di gas serra attribuite all'impianto sono incrementate del 30%(per cento).

13. Gli oneri derivanti dall'attuazione del comma 12 sono a carico del sistema elettrico italiano e ad essi si provvede mediante corrispondente prelievo sulle tariffe elettriche, con modalità di esazione della relativa componente tariffaria basate su parametri tecnici rappresentativi i punti di connessione alle reti di distribuzione, definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con provvedimento da adottare entro novanta giorni dall'entrata in vigore della presente legge.



14. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da emanare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti gli elementi e i criteri per la valutazione delle offerte della gara di cui al comma 12 nonché le modalità dell'audit esterno cui il vincitore della gara è tenuto sottoporsi per evitare sovra compensazioni. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce le modalità con cui le risorse di cui al comma 13 sono erogate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a copertura del fabbisogno derivante dal pagamento dell'incentivo sull'energia acquistata dal Gestore dei servizi energetici S.p.a.

15. Al secondo periodo del comma 2 dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, la parola: "2014" è sostituita dalla seguente: "2015". Al terzo periodo del comma 2 dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, la parola: "2014" è sostituita dalla seguente: "2020" e le parole: "e può essere rideterminato l'obiettivo di cui al periodo precedente" sono soppresse. A decorrere dal 1°(gradi) gennaio 2015 la quota minima di cui all'art. 2-*quater*, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, è determinata in una quota percentuale di tutto il carburante, benzina e gasolio, immesso in consumo nello stesso anno solare, calcolata sulla base del tenore energetico. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto di natura non regolamentare del Ministro dello sviluppo economico, sentito il Comitato tecnico consultivo biocarburanti di cui all'art. 33, comma 5-*sexies*, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, si provvede ad aggiornare le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione dell'obbligo, ai sensi del comma 3 dell'art. 2-*quater* del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni. All'art. 33, comma 4, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, le parole: "fino al 31 dicembre 2014" sono sostituite dalle seguenti: "fino al 31 marzo 2014". Al comma 5-*ter* dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni: al secondo punto dell'elenco, le parole: "condotta all'interno degli stabilimenti di produzione del biodiesel (nella misura massima del 5%(per cento) in peso della relativa produzione di biodiesel)" sono soppresse; al terzo punto dell'elenco, le parole: "durante il processo di produzione del biodiesel (nella misura massima del 5%(per cento) in peso della relativa produzione di biodiesel)" sono soppresse; al quarto punto dell'elenco, le parole: "(nella misura massima del 5%(per cento) in peso della relativa produzione di acidi grassi distillati)" e le parole: "(nella misura massima del 5%(per cento) in peso della relativa produzione di Glicerina distillata) condotta nelle aziende oleochimiche" sono soppresse; al settimo punto dell'elenco, dopo le parole: "grassi animali di categoria 1" sono inserite le seguenti: "e di categoria 2". Al comma 5-*quater* dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, le parole: "e stabilite variazioni della misura massima percentuale prevista dal comma 5-*quinqües*" sono soppresse. Il comma 5-*quinqües* dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato. All'art. 33, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, le parole: "entrambi prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio Comunitario, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici," sono soppresse. I commi 4, 5 e 6 dell'art. 34 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, sono abrogati.

16. All'art. 15, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, le parole: "e, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'art. 24 del Regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578" sono sostituite dalle seguenti: "nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'art. 4, comma 6, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In ogni caso, dal rimborso di cui al presente comma sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10 per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. La stazione appaltante tiene conto delle eventuali osservazioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara. I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'art. 4 del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, sono prorogati di ulteriori quattro mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'art. 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi".

16-*bis*. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, i soggetti investitori indicati all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1) e 3), del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, confermano al Ministero dello sviluppo economico la loro volontà di mantenere la partecipazione nello sviluppo delle nuove capacità di stoccaggio, ancora da realizzare da parte dei soggetti di cui all'art. 5 dello stesso decreto. La procedura di cui al medesimo art. 5, comma 1, lettera b), numero 2), è indetta entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto e il prezzo a base d'asta è determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in misura pari al costo medio di realizzazione e gestione delle infrastrutture di stoccaggio. Il soggetto di cui allo stesso art. 5, comma 1, è tenuto a realizzare unicamente la capacità di stoccaggio derivante dai quantitativi confermati o richiesti ai sensi del presente comma, fermo restando che da tale obbligo non devono derivare oneri per il sistema del gas naturale. L'attestazione della quota di mercato all'ingrosso di cui all'art. 3, comma 1, del citato decreto legislativo n. 130 del 2010 è effettuata qualora il suo valore superi il 10 per cento. Con i decreti del Ministero dello sviluppo economico di cui all'art. 14 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, e successive modificazioni, può essere indicata la parte di spazio di stoccaggio di gas naturale da allocare per periodi superiori a un anno. All'art. 34, comma 19, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221, dopo le parole: "dalla legge 29 novembre 2007, n. 222," sono inserite le seguenti: "di cui all'art. 11 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164".

16-*ter*. Il comma 2 dell'art. 11 del decreto-legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 aprile 2007, n. 40, è sostituito dal seguente:

"2. Ciascun soggetto che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti e la cui quota di mercato all'ingrosso, calcolata ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, supera il valore del 10 per cento, è soggetto, a decorrere dal 1°(gradi) gennaio 2014 e per un periodo di tre anni, all'obbligo di offerta di vendita, nel mercato a termine del gas naturale gestito dal Gestore dei mercati energetici, di un volume di gas naturale corrispondente al 5 per cento del totale annuo immesso dal medesimo soggetto nei punti di entrata della rete nazionale di trasporto connessi con gasdotti provenienti da altri Stati o da terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL), con contestuale offerta di acquisto sul medesimo mercato per un pari quantitativo, con una differenza tra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto offerti non superiore a un valore definito con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, la quale definisce altresì le modalità per l'adempimento del suddetto obbligo. Il Gestore dei mercati energetici trasmette i relativi dati all'Autorità garante della concorrenza e del mercato".

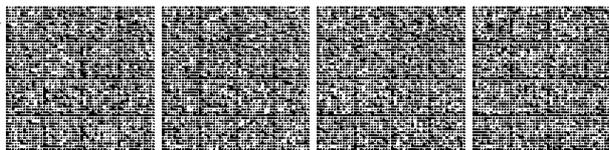
16-*quater*. Al fine di dare impulso all'indizione delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale previste dal regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, i gestori uscenti anticipano alla stazione appaltante l'importo equivalente al corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara, come riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere n. 407/2012/R/gas dell'11 ottobre 2012 e 230/2013/R/gas del 30 maggio 2013. Nel caso di due o più gestori, l'anticipazione è proporzionale ai punti di riconsegna serviti nei comuni dell'ambito territoriale di riferimento, come risultanti dai dati di riferimento per la formazione degli ambiti, pubblicati nel sito internet del Ministero dello sviluppo economico. La corresponsione dell'importo è effettuata a titolo di anticipo alla stazione appaltante di cui all'art. 2 del citato regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico n. 226 del 2011 ed è rimborsata, comprensiva di interessi, dal concessionario subentrante all'atto dell'avvenuta aggiudicazione del servizio, con modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas".

— Per i riferimenti normativi della legge 21 febbraio 2014, n. 9 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 30-*sexies* del decreto - legge 24 giugno 2014, n. 91, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 30-*sexies* (Disposizioni in materia di biocarburanti)

1. Con il decreto di cui all'art. 1, comma 15, quarto periodo, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, da emanare entro il 15 settembre 2014, è altresì stabilita la quota minima di cui al comma 139 dell'art. 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244, compresa la sua ripartizione in quote differenziate tra diverse tipologie di biocarburanti, compresi quelli avanzati, per gli anni successivi al 2015. Con le stesse modalità si provvede a effettuare i successivi aggiornamenti.



2. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentito il comitato tecnico consultivo biocarburanti di cui all'art. 33, comma 5-*sexies*, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, da emanare entro il 15 novembre 2014, sono fissate le sanzioni amministrative pecuniarie, proporzionali e dissuasive, per il mancato raggiungimento degli obblighi stabiliti con il decreto di cui al comma 1 del presente articolo.

3. Il terzo periodo del comma 2 dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, è soppresso.”

— Per i riferimenti normativi della legge 11 agosto 2014, n. 116 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 21. Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale

1. Il biometano immesso nella rete del gas naturale alle condizioni e secondo le modalità di cui all'art. 20 è incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità:

a) mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;

b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'art. 2-*quater*, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, qualora il biometano sia immesso in rete e, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio, usato per i trasporti;

c) mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2, qualora sia immesso nella rete del gas naturale. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

2. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto previsto al comma 1, fatto salvo quanto previsto all'art. 33, comma 5.”

Note all'art. 4:

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo degli articoli 2 e 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 2. Definizioni

1. Ai fini del presente decreto, fatte salve le abrogazioni previste all'art. 18, comma 1, lettera a), si applicano le definizioni di cui:

a) all'art. 2 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e successive modificazioni;

b) all'art. 2 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e successive modificazioni;

c) all'art. 2, commi 1 e 2, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 e successive modificazioni;

d) al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163;

d-*bis*) al decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

2. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

a) Accredia: organismo nazionale italiano di accreditamento, designato ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 dicembre 2009, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 20 del 26 gennaio 2010;

a-*bis*) aggregatore: un fornitore di servizi che, su richiesta, accorpa una pluralità di unità di consumo, ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, per venderli o metterli all'asta in mercati organizzati dell'energia;

b) ammodernamento sostanziale di un impianto: un ammodernamento il cui costo di investimento è superiore al 50%(percento) dei costi di investimento di una nuova analoga unità;

b-*bis*) audit energetico o diagnosi energetica: procedura sistematica finalizzata a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costibenefici e a riferire in merito ai risultati;

c) auditor energetico: persona fisica o giuridica che esegue diagnosi energetiche;

d) CEI: comitato elettrotecnico italiano;

d-*bis*) cliente finale: cliente che acquista energia, anche sotto forma di vettore energetico, per uso proprio;

e) coefficiente di edificazione: rapporto tra la superficie lorda coperta degli immobili e la superficie del terreno di un determinato territorio;

f) condominio: edificio con almeno due unità immobiliari, di proprietà in via esclusiva di soggetti che sono anche comproprietari delle parti comuni;

g) consumo di energia finale: tutta l'energia fornita per l'industria, i trasporti, le famiglie, i servizi e l'agricoltura, con esclusione delle forniture al settore della trasformazione dell'energia e alle industrie energetiche stesse;

h) consumo di energia primaria: il consumo interno lordo di energia, ad esclusione degli usi non energetici;

i) contatore di fornitura: apparecchiatura di misura dell'energia consegnata. Il contatore di fornitura può essere individuale, nel caso in cui misuri il consumo di energia della singola unità immobiliare, o condominiale, nel caso in cui misuri l'energia, con l'esclusione di quella elettrica, consumata da una pluralità di unità immobiliari, come nel caso di un condominio o di un edificio polifunzionale;

l);

m) conto termico: sistema di incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2012, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, pubblicato nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 1 del 2 gennaio 2013;

n) contratto di rendimento energetico o di prestazione energetica (EPC): accordo contrattuale tra il beneficiario o chi per esso esercita il potere negoziale e il fornitore di una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto, dove gli investimenti (lavori, forniture o servizi) realizzati sono pagati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente o di altri criteri di prestazione energetica concordati, quali i risparmi finanziari;

o) criteri ambientali minimi (CAM): criteri ambientali minimi per categorie di prodotto, adottati con decreto del Ministro dell'ambiente ai sensi del PAN GPP;

p) edificio polifunzionale: edificio destinato a scopi diversi e occupato da almeno due soggetti che devono ripartire tra loro la fattura dell'energia acquistata;

q) ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;

r) energia termica: calore per riscaldamento e/o raffreddamento, sia per uso industriale che civile;

s) energia: tutte le forme di prodotti energetici, combustibili, energia termica, energia rinnovabile, energia elettrica o qualsiasi altra forma di energia, come definiti all'art. 2, lettera d), del regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento e del Consiglio del 22 ottobre 2008;

t) esercente l'attività di misura del gas naturale: soggetto che eroga l'attività di misura di cui all'art. 4, comma 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico n. 11 del 2007, e successive modificazioni;

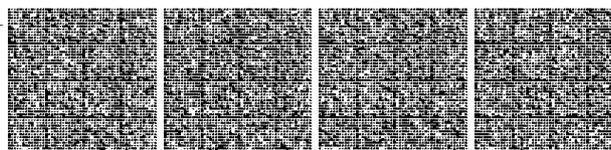
u) esercente l'attività di misura dell'energia elettrica: soggetto che eroga l'attività di misura di cui all'art. 4, comma 6 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico n. 11 del 2007, e successive modificazioni;

v) grande impresa: impresa che occupa più di 250 persone, il cui fatturato annuo supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo supera i 43 milioni di euro;

z) GSE: Gestore dei servizi energetici S.p.A.;

aa) immobili della pubblica amministrazione centrale: edifici o parti di edifici di proprietà della pubblica amministrazione centrale, e da essa occupati;

bb) interfaccia di comunicazione: dispositivo fisico o virtuale che permette la comunicazione fra due o più entità di tipo diverso;



cc) microimpresa, piccola impresa e media impresa o PMI: impresa che occupa meno di 250 persone, il cui fatturato annuo non supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo non supera i 43 milioni di euro. Per le imprese per le quali non è stato approvato il primo bilancio ovvero, nel caso di imprese esonerate dalla tenuta della contabilità ordinaria o dalla redazione del bilancio, o per le quali non è stata presentata la prima dichiarazione dei redditi, sono considerati esclusivamente il numero degli occupati ed il totale dell'attivo patrimoniale risultanti alla stessa data;

dd) Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica (PAEE): documento redatto ai sensi dell'art. 17 che individua gli orientamenti nazionali per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica e dei servizi energetici;

ee) Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della pubblica amministrazione (PAN GPP): Piano predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 1126, della legge 27 dicembre 2006 n. 296, e approvato con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dell'economia e delle finanze e dello sviluppo economico 11 aprile 2008, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 107 dell'8 maggio 2008, così come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 10 aprile 2013, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 102 del 3 maggio 2013;

ff) pubblica amministrazione centrale: autorità governative centrali di cui all'allegato IV del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163;

gg) rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento (o teleraffrescamento): qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria;

hh) ripartizione regionale della quota minima di energia da produrre mediante energie rinnovabili (Burden Sharing): suddivisione tra Regioni degli impegni per raggiungere una quota minima di energia rinnovabile di cui al decreto 15 marzo 2012 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza Unificata, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 78 del 2 aprile 2012;

ii) riscaldamento e raffreddamento efficienti: un'opzione di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto a uno scenario di riferimento che rispecchia le condizioni abituali, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria necessaria per rifornire un'unità di energia il 50 per cento di calore di scarto; erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema in modo efficiente in termini di costi, come valutato nell'analisi costi-benefici di cui al presente decreto, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione;

ll) riscaldamento e raffreddamento individuali efficienti: un'opzione di fornitura individuale di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto al teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria non rinnovabile necessaria per rifornire un'unità di energia erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema o richiede lo stesso apporto di energia primaria non rinnovabile ma a costo inferiore, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione;

mm) servizio energetico: la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie ovvero con operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili;

nn) sistema di contabilizzazione: sistema tecnico che consente la misurazione dell'energia termica o frigorifera fornita alle singole unità immobiliari (utenze) servite da un impianto termico centralizzato o da teleriscaldamento o teleraffreddamento, ai fini della proporzionale suddivisione delle relative spese;

oo) sistema di gestione dell'energia: insieme di elementi che interagiscono o sono intercorrelati all'interno di un piano che stabilisce un obiettivo di efficienza energetica e una strategia atta a conseguirlo;

pp) sistema di misurazione intelligente: un sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica;

qq) sistema di termoregolazione: sistema tecnico che consente all'utente di regolare la temperatura desiderata, entro i limiti previsti dalla normativa vigente, per ogni unità immobiliare, zona o ambiente;

qq-bis) sotto-contatore: contatore dell'energia, con l'esclusione di quella elettrica, che è posto a valle del contatore di fornitura di una pluralità di unità immobiliari per la misura dei consumi individuali o di edifici, a loro volta formati da una pluralità di unità immobiliari, ed è atto a misurare l'energia consumata dalla singola unità immobiliare o dal singolo edificio;

rr) Strategia energetica nazionale (SEN): documento di analisi e strategia energetica approvato con decreto 8 marzo 2013 del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 73 del 27 marzo 2013;

ss) superficie coperta utile totale: la superficie coperta di un immobile o di parte di un immobile in cui l'energia è utilizzata per il condizionamento del clima degli ambienti interni;

tt) teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti: sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno:

a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;

b) il 50 per cento di calore di scarto;

c) il 75 per cento di calore cogenerato;

d) il 50 per cento di una combinazione delle precedenti;

uu) tonnellata equivalente di petrolio (Tep): unità di misura dell'energia pari all'energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo, il cui valore è fissato convenzionalmente pari a 41,86 GJ;

vv) UNI: ente nazionale italiano di unificazione."

"Art. 9. Misurazione e fatturazione dei consumi energetici

1. Fatto salvo quanto previsto dal comma 6-*quater* dell'art. 1 del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, e da altri provvedimenti normativi e di regolazione già adottati in materia, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, anche in relazione ai risparmi energetici potenziali, individua le modalità con cui le imprese distributrici, in qualità di esercenti l'attività di misura:

a) forniscono ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale, teleriscaldamento, teleraffreddamento ed acqua calda per uso domestico contatori di fornitura che riflettono con precisione il consumo effettivo e forniscono informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia e sulle relative fasce temporali;

b) forniscono ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale, teleriscaldamento, teleraffreddamento ed acqua calda per uso domestico contatori di fornitura di cui alla lettera a), in sostituzione di quelli esistenti anche in occasione di nuovi allacci in nuovi edifici o a seguito di importanti ristrutturazioni, come previsto dal decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni.

2. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico adotta i provvedimenti di cui alle lettere a) e b) del comma 1, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto per quanto riguarda il settore elettrico e del gas naturale e entro ventiquattro mesi dalla medesima data per quanto riguarda il settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e i consumi di acqua calda per uso domestico.

3. Fatto salvo quanto già previsto dal decreto legislativo 1°(gradi) giugno 2011, n. 93 e nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazione intelligenti e dei contatori intelligenti, introdotti conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dei relativi standard internazionali e delle raccomandazioni della Commissione europea, predispone le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenuti ad uniformarsi, affinché:

a) i sistemi di misurazione intelligenti forniscano ai clienti finali informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia. Gli obiettivi di efficienza energetica e i benefici per i clienti finali siano pienamente considerati nella definizione delle funzionalità minime dei contatori e degli obblighi imposti agli operatori di mercato;



b) sia garantita la sicurezza dei contatori, la sicurezza nella comunicazione dei dati e la riservatezza dei dati misurati al momento della loro raccolta, conservazione, elaborazione e comunicazione, in conformità alla normativa vigente in materia di protezione dei dati. Ferme restando le responsabilità degli esercenti dell'attività di misura previste dalla normativa vigente, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assicura il trattamento dei dati storici di proprietà del cliente finale attraverso apposite strutture indipendenti rispetto agli operatori di mercato, ai distributori e ad ogni altro soggetto, anche cliente finale, con interessi specifici nel settore energetico o in potenziale conflitto di interessi, anche attraverso i propri azionisti, secondo criteri di efficienza e semplificazione;

c) nel caso dell'energia elettrica e su richiesta del cliente finale, i contatori di fornitura siano in grado di tenere conto anche dell'energia elettrica immessa nella rete direttamente dal cliente finale;

d) nel caso in cui il cliente finale lo richieda, i dati del contatore di fornitura relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica siano messi a sua disposizione o, su sua richiesta formale, a disposizione di un soggetto terzo univocamente designato che agisce a suo nome, in un formato facilmente comprensibile che possa essere utilizzato per confrontare offerte comparabili;

e) siano adeguatamente considerate le funzionalità necessarie ai fini di quanto previsto all'art. 11.

4. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico provvede affinché gli esercenti l'attività di misura assicurino che, sin dal momento dell'installazione dei contatori di fornitura, i clienti finali ottengano informazioni adeguate con riferimento alla lettura dei dati ed al monitoraggio del consumo energetico.

5. Per favorire il contenimento dei consumi energetici attraverso la contabilizzazione dei consumi di ciascuna unità immobiliare e la suddivisione delle spese in base ai consumi effettivi delle medesime:

a) qualora il riscaldamento, il raffreddamento o la fornitura di acqua calda ad un edificio o a un condominio siano effettuati tramite allacciamento ad una rete di teleriscaldamento o di teleraffrescamento, o tramite una fonte di riscaldamento o raffreddamento centralizzata, è obbligatoria, entro il 31 dicembre 2016, l'installazione, a cura degli esercenti l'attività di misura, di un contatore di fornitura in corrispondenza dello scambiatore di calore di collegamento alla rete o del punto di fornitura dell'edificio o del condominio;

b) nei condomini e negli edifici polifunzionali riforniti da una fonte di riscaldamento o raffreddamento centralizzata o da una rete di teleriscaldamento o da un sistema di fornitura centralizzato che alimenta una pluralità di edifici, è obbligatoria l'installazione entro il 31 dicembre 2016, a cura del proprietario, di sotto-contatori per misurare l'effettivo consumo di calore o di raffreddamento o di acqua calda per ciascuna unità immobiliare, nella misura in cui sia tecnicamente possibile, efficiente in termini di costi e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali. L'efficienza in termini di costi può essere valutata con riferimento alla metodologia indicata nella norma UNI EN 15459. Eventuali casi di impossibilità tecnica alla installazione dei suddetti sistemi di contabilizzazione o di inefficienza in termini di costi e sproporzione rispetto ai risparmi energetici potenziali, devono essere riportati in apposita relazione tecnica del progettista o del tecnico abilitato;

c) nei casi in cui l'uso di sotto-contatori non sia tecnicamente possibile o non sia efficiente in termini di costi e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali, per la misura del riscaldamento si ricorre, a cura dei medesimi soggetti di cui alla lettera b), all'installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore individuali per quantificare il consumo di calore in corrispondenza a ciascun corpo scaldante posto all'interno delle unità immobiliari dei condomini o degli edifici polifunzionali, secondo quanto previsto norme tecniche vigenti, salvo che l'installazione di tali sistemi risulti essere non efficiente in termini di costi con riferimento alla metodologia indicata nella norma UNI EN 15459;

d) quando i condomini o gli edifici polifunzionali sono alimentati da teleriscaldamento o teleraffreddamento o da sistemi comuni di riscaldamento o raffreddamento, per la corretta suddivisione delle spese connesse al consumo di calore per il riscaldamento, il raffreddamento delle unità immobiliari e delle aree comuni, nonché per l'uso di acqua calda per il fabbisogno domestico, se prodotta in modo centralizzato, l'importo complessivo è suddiviso tra gli utenti finali, in base alla norma tecnica UNI 10200 e successive modifiche e aggiornamenti. Ove tale norma non sia applicabile o laddove siano comprovate, tramite apposita relazione tecnica asseverata, differenze di fabbisogno termico per metro quadro tra le unità immobiliari costituenti il condominio o l'edificio po-

lifunzionale superiori al 50 per cento, è possibile suddividere l'importo complessivo tra gli utenti finali attribuendo una quota di almeno il 70 per cento agli effettivi prelievi volontari di energia termica. In tal caso gli importi rimanenti possono essere ripartiti, a titolo esemplificativo e non esaustivo, secondo i millesimi, i metri quadri o i metri cubi utili, oppure secondo le potenze installate. È fatta salva la possibilità, per la prima stagione termica successiva all'installazione dei dispositivi di cui al presente comma, che la suddivisione si determini in base ai soli millesimi di proprietà. Le disposizioni di cui alla presente lettera sono facoltative nei condomini o gli edifici polifunzionali ove alla data di entrata in vigore del presente decreto si sia già provveduto all'installazione dei dispositivi di cui al presente comma e si sia già provveduto alla relativa suddivisione delle spese.

6. Fatti salvi i provvedimenti normativi e di regolazione già adottati in materia, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, individua le modalità con cui, se tecnicamente possibile:

a) le imprese di distribuzione ovvero le società di vendita di energia elettrica e di gas naturale al dettaglio provvedono, affinché, entro il 31 dicembre 2014, le informazioni sulle fatture emesse siano precise e fondate sul consumo effettivo di energia, secondo le seguenti modalità:

1) per consentire al cliente finale di regolare il proprio consumo di energia, la fatturazione deve avvenire sulla base del consumo effettivo almeno con cadenza annuale;

2) le informazioni sulla fatturazione devono essere rese disponibili almeno ogni bimestre;

3) l'obbligo di cui al numero 2) può essere soddisfatto anche con un sistema di autolettura periodica da parte dei clienti finali, in base al quale questi ultimi comunicano i dati dei propri consumi direttamente al fornitore di energia, esclusivamente nei casi in cui siano installati contatori non abilitati alla trasmissione dei dati per via telematica;

4) fermo restando quanto previsto al numero 1), la fatturazione si basa sul consumo stimato o un importo forfettario unicamente qualora il cliente finale non abbia comunicato la lettura del proprio contatore per un determinato periodo di fatturazione;

5) l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico può esentare dai requisiti di cui ai numeri 1) e 2) il gas utilizzato solo ai fini di cottura.

b) le imprese di distribuzione ovvero le società di vendita di energia elettrica e di gas naturale al dettaglio, nel caso in cui siano installati contatori, conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, provvedono affinché i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che consentano loro di effettuare controlli autonomi dettagliati. Le informazioni complementari sui consumi storici comprendono almeno:

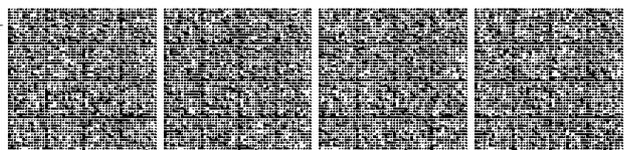
1) dati cumulativi relativi ad almeno i tre anni precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura, se inferiore. I dati devono corrispondere agli intervalli per i quali sono state fornite informazioni sulla fatturazione;

2) dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ciascun giorno, mese e anno. Tali dati sono resi disponibili al cliente finale via internet o mediante l'interfaccia del contatore per un periodo che include almeno i 24 mesi precedenti o per il periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura, se inferiore.

7. Fatti salvi i provvedimenti normativi e di regolazione già adottati in materia, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro diciotto mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, individua le modalità con cui le società di vendita di energia al dettaglio, indipendentemente dal fatto che i contatori intelligenti di cui alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE siano installati o meno, provvedono affinché:

a) nella misura in cui sono disponibili, le informazioni relative alla fatturazione energetica e ai consumi storici dei clienti finali siano rese disponibili, su richiesta formale del cliente finale, a un fornitore di servizi energetici designato dal cliente finale stesso;

b) ai clienti finali sia offerta l'opzione di ricevere informazioni sulla fatturazione e bollette in via elettronica e sia fornita, su richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile sul modo in cui la loro fattura è stata compilata, soprattutto qualora le fatture non siano basate sul consumo effettivo;



c) insieme alla fattura siano rese disponibili ai clienti finali le seguenti informazioni minime per presentare un resoconto globale dei costi energetici attuali:

1) prezzi correnti effettivi e consumo energetico effettivo;

2) confronti tra il consumo attuale di energia del cliente finale e il consumo nello stesso periodo dell'anno precedente, preferibilmente sotto forma di grafico;

3) informazioni sui punti di contatto per le organizzazioni dei consumatori, le agenzie per l'energia o organismi analoghi, compresi i siti internet da cui si possono ottenere informazioni sulle misure di miglioramento dell'efficienza energetica disponibili, profili comparativi di utenza finale ovvero specifiche tecniche obiettive per le apparecchiature che utilizzano energia;

c-bis) in occasione dell'invio di contratti, modifiche contrattuali e fatture ai clienti finali, nonché nei siti web destinati ai clienti individuali, i distributori di energia o le società di vendita di energia includono un elenco di recapiti dei centri indipendenti di assistenza ai consumatori riconosciuti ai sensi dell'art. 137 del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, e delle agenzie pubbliche per l'energia, inclusi i relativi indirizzi internet, dove i clienti possono ottenere informazioni e consigli sulle misure di efficienza energetica disponibili, profili comparativi sui loro consumi di energia, nonché indicazioni pratiche sull'utilizzo di apparecchiature domestiche al fine di ridurre il consumo energetico delle stesse. Tale elenco è predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico entro 30 giorni dalla pubblicazione del presente decreto, ed è aggiornato, se del caso, con cadenza annuale;

d) su richiesta del cliente finale, siano fornite, nelle fatture, informazioni aggiuntive, distinte dalle richieste di pagamento, per consentire la valutazione globale dei consumi energetici e vengano offerte soluzioni flessibili per i pagamenti effettivi;

e) le informazioni e le stime dei costi energetici siano fornite ai consumatori, su richiesta, tempestivamente e in un formato facilmente comprensibile che consenta ai consumatori di confrontare offerte comparabili. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico valuta le modalità più opportune per garantire che i clienti finali accedano a confronti tra i propri consumi e quelli di un cliente finale medio o di riferimento della stessa categoria d'utenza.

8. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assicura che non siano applicati specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione delle fatture, delle informazioni sulla fatturazione e per l'accesso ai dati relativi ai loro consumi. Nello svolgimento dei compiti ad essa assegnati dal presente articolo, al fine di evitare duplicazioni di attività e di costi, la stessa Autorità si avvale ove necessario del Sistema Informativo Integrato (SII) di cui all'art. 1-bis del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, in legge 13 agosto 2010, n. 129, e della banca dati degli incentivi di cui all'art. 15-bis del decreto-legge n. 63 del 2013, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2013, n. 90.

8-bis. La ripartizione dei costi relativi alle informazioni sulla fatturazione per il consumo individuale di riscaldamento e di raffrescamento nei condomini e negli edifici polifunzionali di cui al comma 5 è effettuata senza scopo di lucro. L'autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, entro il 31 dicembre 2016, stabilisce costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio.”

— Il testo dell'art. 53 del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 53. Soggetti obbligati e adempimenti (Articoli 2 e 4 testo unico energia elettrica 1924 -Art. 3 legge 31 ottobre 1966, n. 940)

1. Obbligati al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica sono:

a) i soggetti che procedono alla fatturazione dell'energia elettrica ai consumatori finali, di seguito indicati come venditori;

b) gli esercenti le officine di produzione di energia elettrica utilizzata per uso proprio;

c) i soggetti che utilizzano l'energia elettrica per uso proprio con impiego promiscuo, con potenza disponibile superiore a 200 kW intendendosi per uso promiscuo l'utilizzazione di energia elettrica in impieghi soggetti a diversa tassazione;

c-bis) i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica sul mercato elettrico di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, limitatamente al consumo di detta energia.

2. Su richiesta possono essere riconosciuti come soggetti obbligati:

a) i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica utilizzata con impiego unico previa trasformazione o conversione comunque effettuata, con potenza disponibile superiore a 200 kW;

b) i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica da due o più fornitori, qualora abbiano consumi mensili superiori a 200.000 kWh.

3. Qualora i soggetti di cui al comma 1, lettera a), non abbiano sede nel territorio nazionale, l'imposta di cui al comma 1 dell'art. 52 è dovuta dalle società, designate dai medesimi soggetti, aventi sede legale nel territorio nazionale, che devono registrarsi presso il competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane prima dell'inizio dell'attività di fornitura dell'energia elettrica ai consumatori finali e ottemperare agli obblighi previsti per i soggetti di cui al medesimo comma 1, lettera a).

4. I soggetti di cui ai commi 1 e 2 hanno l'obbligo di denunciare preventivamente la propria attività all'Ufficio dell'Agenzia delle dogane competente per territorio e di dichiarare ogni variazione, relativa agli impianti di pertinenza e alle modifiche societarie, nonché la cessazione dell'attività, entro trenta giorni dalla data in cui tali eventi si sono verificati.

5. I soggetti di cui ai commi 1 e 2, fatta eccezione per quelli che versano anticipatamente l'imposta dovuta mediante canone di abbonamento annuale, prestano una cauzione sul pagamento dell'accisa determinata dal competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane in misura pari ad un dodicesimo dell'imposta annua che si presume dovuta in relazione ai dati comunicati dal soggetto nella denuncia di cui al comma 4 e a quelli eventualmente in possesso dello stesso Ufficio. Il medesimo Ufficio, effettuati i controlli di competenza e verificata la completezza dei dati relativi alla denuncia e alla cauzione prestata, rilascia, ai soggetti di cui ai commi 1, 2 e alle società di cui al comma 3 un'autorizzazione, entro sessanta giorni dalla data di ricevimento della denuncia. L'autorizzazione viene negata o revocata a chiunque sia stato condannato con sentenza passata in giudicato per reati connessi all'accertamento ed al pagamento dell'accisa sui prodotti energetici o sull'energia elettrica per i quali è prevista la pena della reclusione.

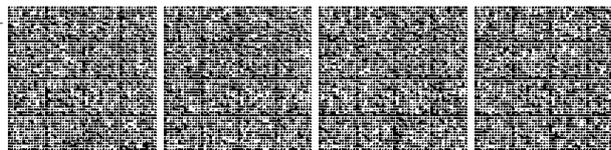
6. I soggetti di cui ai commi 1 e 2 provvedono ad integrare, a richiesta del competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane, l'importo della cauzione che deve risultare pari ad un dodicesimo dell'imposta dovuta nell'anno precedente. Sono esonerati dall'obbligo di prestare la cauzione le Amministrazioni dello Stato e gli enti pubblici. L'Agenzia delle dogane ha facoltà di esonerare dal predetto obbligo le ditte affidabili e di notoria solvibilità. Tale esonero può essere revocato nel caso in cui mutino le condizioni che ne avevano consentito la concessione, in tale caso la cauzione deve essere prestata entro quindici giorni dalla notifica della revoca.

7. Ai soggetti di cui ai commi 1 e 2 che esercitano officine di energia elettrica è rilasciata, dal competente ufficio dell'Agenzia delle dogane successivamente alla verifica degli impianti, una licenza di esercizio, in luogo dell'autorizzazione di cui al comma 5, soggetta al pagamento di un diritto annuale. Ai soggetti di cui al comma 1 lettera b) che esercitano officine di produzione di energia elettrica azionate da fonti rinnovabili, con esclusione di quelle riconducibili ai prodotti energetici di cui all'art. 21, la licenza è rilasciata successivamente al controllo degli atti documentali tra i quali risulti specifica dichiarazione relativa al rispetto dei requisiti di sicurezza fiscale.

8. I soggetti di cui ai commi 1 e 2, fatta eccezione per quelli che versano anticipatamente l'imposta dovuta mediante canone di abbonamento annuale, presentano una dichiarazione di consumo annuale, contenente, oltre alle indicazioni relative alla denominazione, alla sede legale, al codice fiscale, al numero della partita IVA del soggetto, all'ubicazione dell'eventuale officina, tutti gli elementi necessari per l'accertamento del debito d'imposta relativo ad ogni mese solare, nonché l'energia elettrica prodotta, prelevata o immessa nella rete di trasmissione o distribuzione.

8-bis. I soggetti di cui al comma 1, lettera a), indicano tra gli elementi necessari per l'accertamento del debito d'imposta, richiesti per la compilazione della dichiarazione annuale, i consumi fatturati nell'anno con l'applicazione delle aliquote di accisa vigenti al momento della fornitura ai consumatori finali.

9. La dichiarazione di cui al comma 8 è presentata al competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane entro il mese di marzo dell'anno successivo a quello cui si riferisce.”



Note all'art. 6:

— Il testo dell'art. 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 15. Norme tecniche e procedurali di prevenzione incendi.

(articolo 3, legge 7 dicembre 1984, n. 818; art. 1, comma 7, lettera e), legge 23 agosto 2004, n. 239; articoli 3 e 13, decreto del Presidente della Repubblica 29 luglio 1982, n. 577)

1. Le norme tecniche di prevenzione incendi sono adottate con decreto del Ministro dell'interno, di concerto con i Ministri interessati, sentito il Comitato centrale tecnico-scientifico per la prevenzione incendi. Esse sono fondate su presupposti tecnico-scientifici generali in relazione alle situazioni di rischio tipiche da prevenire e specificano:

a) le misure, i provvedimenti e gli accorgimenti operativi intesi a ridurre le probabilità dell'insorgere degli incendi attraverso dispositivi, sistemi, impianti, procedure di svolgimento di determinate operazioni, atti ad influire sulle sorgenti di ignizione, sul materiale combustibile e sull'agente ossidante;

b) le misure, i provvedimenti e gli accorgimenti operativi intesi a limitare le conseguenze dell'incendio attraverso sistemi, dispositivi e caratteristiche costruttive, sistemi per le vie di esodo di emergenza, dispositivi, impianti, distanziamenti, compartimentazioni e simili.

2. Le norme tecniche di prevenzione incendi relative ai beni culturali ed ambientali sono adottate con decreto del Ministro dell'interno, di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali.

3. Fino all'adozione delle norme di cui al comma 1, alle attività, costruzioni, impianti, apparecchiature e prodotti soggetti alla disciplina di prevenzione incendi si applicano i criteri tecnici che si desumono dalle finalità e dai principi di base della materia, tenendo presenti altresì le esigenze funzionali e costruttive delle attività interessate.”

Note all'art. 8:

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 37 del decreto del Ministro dei trasporti 28 aprile 2008 (Recepimento della direttiva 2007/46/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 settembre 2007, relativa all'omologazione dei veicoli a motore e dei loro rimorchi, nonché dei sistemi, componenti ed entità tecniche destinati a tali veicoli) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 12 luglio 2008, n. 162, S.O., così recita:

“Art. 37. Informazioni destinate agli utenti

1. Il costruttore non può fornire informazioni tecniche relative alle indicazioni previste nel presente decreto o negli atti normativi elencati nell'allegato IV che differiscano dalle indicazioni omologate dall'autorità competente.

2. Qualora un atto normativo lo preveda specificamente, il costruttore mette a disposizione degli utenti tutte le informazioni pertinenti e le istruzioni necessarie, precisando le condizioni particolari o le restrizioni relative all'uso di un veicolo, di un componente o di un'entità tecnica. Tali informazioni sono fornite in lingua italiana e sono riportate, d'intesa con l'autorità di omologazione, in un documento di supporto appropriato, come il manuale d'istruzioni o il libretto di manutenzione.”

— La direttiva 1999/94/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla disponibilità di informazioni sul risparmio di carburante e sulle emissioni di CO₂ da fornire ai consumatori per quanto riguarda la commercializzazione di autoveicoli nuove è pubblicata nella G.U.C.E. 18 gennaio 2000, n. L 12.

Note all'art. 9:

— Il testo del comma 7 dell'art. 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, citata nelle note alle premesse, così recita:

“7. Sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:

a) le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia;

b) la definizione del quadro di programmazione di settore;

c) la determinazione dei criteri generali tecnico-costruttivi e delle norme tecniche essenziali degli impianti di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'energia, nonché delle caratteristiche tecniche e merceologiche dell'energia importata, prodotta, distribuita e consumata;

d) l'emanazione delle norme tecniche volte ad assicurare la prevenzione degli infortuni sul lavoro e la tutela della salute del personale addetto agli impianti di cui alla lettera c);

e) l'emanazione delle regole tecniche di prevenzione incendi per gli impianti di cui alla lettera c) dirette a disciplinare la sicurezza antincendi con criteri uniformi sul territorio nazionale, spettanti in via esclusiva al Ministero dell'interno sulla base della legislazione vigente;

f) l'imposizione e la vigilanza sulle scorte energetiche obbligatorie;

g) l'identificazione delle linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale con riferimento all'articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;

h) la programmazione di grandi reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;

i) l'individuazione delle infrastrutture e degli insediamenti strategici, ai sensi della legge 21 dicembre 2001, n. 443, e del decreto legislativo 20 agosto 2002, n. 190, al fine di garantire la sicurezza strategica, ivi inclusa quella degli approvvigionamenti energetici e del relativo utilizzo, il contenimento dei costi dell'approvvigionamento energetico del Paese, lo sviluppo delle tecnologie innovative per la generazione di energia elettrica e l'adeguamento della strategia nazionale a quella comunitaria per le infrastrutture energetiche;

l) l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia;

m) le determinazioni in materia di rifiuti radioattivi;

n) le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;

o) la definizione dei programmi di ricerca scientifica in campo energetico, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano;

p) la definizione dei principi per il coordinato utilizzo delle risorse finanziarie regionali, nazionali e dell'Unione europea, sentita la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281;

q) l'adozione di misure temporanee di salvaguardia della continuità della fornitura, in caso di crisi del mercato dell'energia o di gravi rischi per la sicurezza della collettività o per l'integrità delle apparecchiature e degli impianti del sistema energetico;

r) la determinazione dei criteri generali a garanzia della sicurezza degli impianti utilizzatori all'interno degli edifici, ferma restando la competenza del Ministero dell'interno in ordine ai criteri generali di sicurezza antincendio.”

— Per i riferimenti normativi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 si veda nelle note alle premesse.

— Gli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, sono così rubricati:

“Art. 14 Conferenza di servizi

Art. 14-bis Conferenza semplificata

Art. 14-ter Conferenza simultanea

Art. 14-quater Decisione della conferenza di servizi

Art. 14-quinquies Rimedi per le amministrazioni dissenzienti

Art. 15 Accordi fra pubbliche amministrazioni

Art. 16 Attività consultiva

Art. 17 Valutazioni tecniche

Art. 17-bis Silenzio assenso tra amministrazioni pubbliche e tra amministrazioni pubbliche e gestori di beni o servizi pubblici

Art. 18 Autocertificazione

Art. 18-bis Presentazione di istanze, segnalazioni o comunicazioni

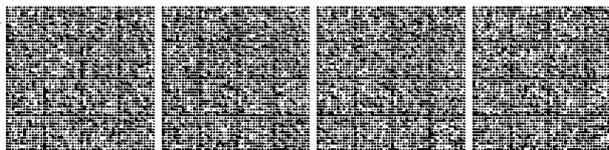
Art. 19 Segnalazione certificata di inizio attività - Scia

Art. 19-bis Concentrazione dei regimi amministrativi

Art. 20 Silenzio assenso

Art. 21 Disposizioni sanzionatorie

Capo IV-bis EFFICACIA ED INVALIDITA' DEL PROVVEDIMENTO AMMINISTRATIVO. REVOCA E RECESSO



Art. 21-*bis* Efficacia del provvedimento limitativo della sfera giuridica dei privati

Art. 21-*ter* Esecutorietà

Art. 21-*quater* Efficacia ed esecutività del provvedimento

Art. 21-*quinquies* Revoca del provvedimento

Art. 21-*sexies* Recesso dai contratti

Art. 21-*septies* Nullità del provvedimento

Art. 21-*octies* Annullabilità del provvedimento

Art. 21-*nonies* Annullamento d'ufficio

Capo V ACCESSO AI DOCUMENTI AMMINISTRATIVI

Art. 22 Definizioni e principi in materia di accesso

Art. 23 Ambito di applicazione del diritto di accesso

Art. 24 Esclusione dal diritto di accesso

Art. 25 Modalità di esercizio del diritto di accesso e ricorsi

Art. 26 Obbligo di pubblicazione

Art. 27 Commissione per l'accesso ai documenti amministrativi

Art. 28 Modifica dell'art. 15 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 10 gennaio 1957, n. 3, in materia di segreto di ufficio

Capo VI DISPOSIZIONI FINALI

Art. 29 Ambito di applicazione della legge

Art. 30 Atti di notorietà

Art. 31”.

— Il testo dell'art. 17 del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 17. Procedura per la valutazione del rapporto di sicurezza

1. Il CTR di cui all'art. 10 effettua le istruttorie per gli stabilimenti soggetti alla presentazione del rapporto di sicurezza ai sensi dell'art. 15, con oneri a carico dei gestori, e adotta altresì il provvedimento conclusivo. Ove lo stabilimento sia in possesso di autorizzazioni ambientali, il CTR esprime le proprie determinazioni tenendo conto delle prescrizioni ambientali.

2. Per i nuovi stabilimenti o per le modifiche individuate ai sensi dell'art. 18, il CTR avvia l'istruttoria all'atto del ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza. Il Comitato, esaminato il rapporto preliminare di sicurezza, effettuati i sopralluoghi eventualmente ritenuti necessari, rilascia il nulla-osta di fattibilità, eventualmente condizionato ovvero, qualora l'esame del rapporto preliminare abbia rilevato gravi carenze per quanto riguarda la sicurezza, formula la proposta di divieto di costruzione, entro quattro mesi dal ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, non superiori comunque a due mesi. A seguito del rilascio del nulla-osta di fattibilità il gestore trasmette al CTR il rapporto definitivo di sicurezza relativo al progetto particolareggiato. Il Comitato, esaminato il rapporto definitivo di sicurezza, esprime il parere tecnico conclusivo entro il termine di quattro mesi dal ricevimento del rapporto di sicurezza, comprensivo dei necessari sopralluoghi. Nell'atto che conclude l'istruttoria sono indicate le valutazioni tecniche finali, le eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure che il gestore intende adottare per la prevenzione e per la limitazione delle conseguenze di incidenti rilevanti risultino nettamente inadeguate ovvero non siano state fornite le informazioni richieste, è disposto il divieto di inizio di attività.

3. In tutti gli altri casi il CTR, ricevuto il rapporto di sicurezza, avvia l'istruttoria e, esaminato il rapporto di sicurezza, esprime le valutazioni di propria competenza entro il termine di quattro mesi dall'avvio dell'istruttoria, termine comprensivo dei necessari sopralluoghi, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, che non possono essere comunque superiori a due mesi. Nell'atto che conclude l'istruttoria sono indicate le valutazioni tecniche finali, le eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure adottate dal gestore per la prevenzione e per la limitazione delle conseguenze degli incidenti rilevanti siano nettamente insufficienti, è disposta la limitazione o il divieto di esercizio.

4. Gli atti adottati dal CTR ai sensi dei commi 2 e 3 sono trasmessi agli enti rappresentati nel CTR, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, all'ISPRA, al Ministero dell'interno e alla Prefettura territorialmente competente.

5. Il gestore dello stabilimento partecipa, anche a mezzo di un tecnico di sua fiducia, all'istruttoria tecnica prevista dal presente decreto. La partecipazione può avvenire attraverso l'accesso agli atti del procedimento, la presentazione di eventuali osservazioni scritte e documentazioni integrative, la presenza in caso di sopralluoghi nello stabilimento. Qualora ritenuto necessario dal Comitato, il gestore può essere chiamato a partecipare alle riunioni del Comitato stesso e del gruppo di lavoro incaricato dello svolgimento dell'istruttoria.

6. L'istruttoria per il rilascio del nulla osta di fattibilità comprende la valutazione del progetto delle attività soggette al controllo dei Vigili del fuoco ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 1°(gradi) agosto 2011, n. 151.

7. Le istruttorie di cui ai commi 2 e 3 comprendono sopralluoghi tesi a garantire che i dati e le informazioni contenuti nel rapporto di sicurezza descrivano fedelmente la situazione dello stabilimento e a verificare l'ottemperanza alle prescrizioni. Tali sopralluoghi sono effettuati anche ai fini delle verifiche di prevenzione incendi.”.

— La parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, citato nelle note alle premesse, è così rubricata:

“Parte seconda - Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione integrata ambientale (IPPC)”.

— Il testo dell'art. 46 del decreto - legge 1° ottobre 2007, n. 159, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 46. Procedure di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

1. Gli atti amministrativi relativi alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e delle opere connesse, ovvero all'aumento della capacità dei terminali esistenti, sono rilasciati a seguito di procedimento unico ai sensi della legge 7 agosto 1990, n. 241, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e d'intesa con la regione interessata, previa valutazione di impatto ambientale ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Il procedimento di autorizzazione si conclude nel termine massimo di duecento giorni dalla data di presentazione della relativa istanza. L'autorizzazione, ai sensi dell'art. 14-*ter*, comma 9, della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni, sostituisce ogni autorizzazione, concessione o atto di assenso comunque denominato, ivi compresi la concessione demaniale e il permesso di costruire, fatti salvi la successiva adozione e l'aggiornamento delle relative condizioni economiche e tecnico-operative da parte dei competenti organi del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

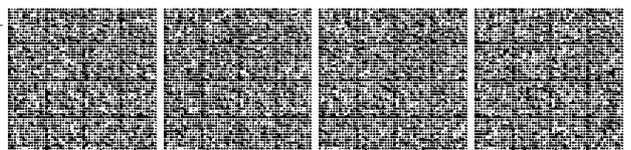
2. L'autorizzazione di cui al comma 1 sostituisce, anche ai fini urbanistici ed edilizi, fatti salvi gli adempimenti previsti dalle norme di sicurezza, ogni altra autorizzazione, concessione, approvazione, parere e nulla osta comunque denominati necessari alla realizzazione e all'esercizio dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e delle opere connesse o all'aumento della capacità dei terminali esistenti. L'intesa con la regione costituisce variazione degli strumenti urbanistici vigenti o degli strumenti di pianificazione e di coordinamento comunque denominati o sopraordinati alla strumentazione vigente in ambito comunale. Per il rilascio della autorizzazione, ai fini della verifica della conformità urbanistica dell'opera, è fatto obbligo di richiedere il parere motivato degli enti locali nel cui territorio ricadono le opere da realizzare.

3. Nei casi in cui gli impianti di cui al comma 1 siano ubicati in area portuale o in area terrestre ad essa contigua e la loro realizzazione comporti modifiche sostanziali del piano regolatore portuale, il procedimento unico di cui al comma 1 considera contestualmente il progetto di variante del piano regolatore portuale e il progetto di terminale di rigassificazione e il relativo complessivo provvedimento è reso anche in mancanza del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, di cui all'art. 5, comma 3, della legge 28 gennaio 1994, n. 84. Negli stessi casi, l'autorizzazione di cui al comma 1 è rilasciata di concerto anche con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e costituisce anche approvazione della variante del piano regolatore portuale.”.

— Per i riferimenti normativi della legge 29 novembre 2007, n. 222 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 10:

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 1990, n. 241 si veda nelle note alle premesse.



— Per il testo dell'art. 46 del decreto – legge 1° ottobre 2007, n. 159, citato nelle note alle premesse, si veda nelle note all'art. 9.

— Per i riferimenti normativi della legge 29 novembre 2007, n. 222 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 21 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 21. Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale.

1. A decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

2. Entro lo stesso termine di cui al comma 1 l'attività di distribuzione di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

3. Entro lo stesso termine di cui al comma 1 la vendita di gas naturale può essere effettuata unicamente da società che non svolgono alcuna altra attività nel settore del gas naturale, salvo l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista.

4. A decorrere dal 1°(gradi) gennaio 2003 e in deroga a quanto previsto dai commi 2 e 3, le imprese di gas naturale che svolgono nel settore del gas unicamente attività di distribuzione e di vendita e che forniscono meno di centomila clienti finali separano societariamente le stesse attività di distribuzione e di vendita.

5. In deroga a quanto stabilito nei commi precedenti, è fatta salva la facoltà delle imprese del gas di svolgere attività di vendita di gas naturale, a clienti diversi da quelli finali, ai soli fini del bilanciamento del sistema del gas.”.

— Il testo dell'art. 25 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 25. Separazione della contabilità

1. Fermo restando quanto stabilito dall'art. 21 del decreto legislativo n. 164 del 2000, le imprese del gas naturale sono tenute alla separazione contabile tra le attività di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale liquefatto, in base ai criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, conformemente alle disposizioni di cui all'art. 31 della direttiva 2009/73/CE.”.

— Per i riferimenti normativi del decreto del Presidente della Repubblica 1 agosto 2011, n. 151 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105 si veda nelle note alle premesse.

— Per la rubrica degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, si veda nelle note all'art. 9.

Note all'art. 11:

— Il testo dell'art. 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 2. Conclusione del procedimento

1. Ove il procedimento consegua obbligatoriamente ad un'istanza, ovvero debba essere iniziato d'ufficio, le pubbliche amministrazioni hanno il dovere di concluderlo mediante l'adozione di un provvedimento espresso. Se ravvisano la manifesta irricevibilità, inammissibilità, improcedibilità o infondatezza della domanda, le pubbliche amministrazioni concludono il procedimento con un provvedimento espresso redatto in forma semplificata, la cui motivazione può consistere in un sintetico riferimento al punto di fatto o di diritto ritenuto risolutivo.

2. Nei casi in cui disposizioni di legge ovvero i provvedimenti di cui ai commi 3, 4 e 5 non prevedono un termine diverso, i procedimenti amministrativi di competenza delle amministrazioni statali e degli enti pubblici nazionali devono concludersi entro il termine di trenta giorni.

3. Con uno o più decreti del Presidente del Consiglio dei ministri, adottati ai sensi dell'art. 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta dei Ministri competenti e di concerto con i Ministri per la pubblica amministrazione e l'innovazione e per la semplificazione normativa, sono individuati i termini non superiori a novanta giorni entro i quali devono concludersi i procedimenti di competenza delle amministrazioni statali. Gli enti pubblici nazionali stabiliscono, secondo i propri ordinamenti, i termini non superiori a novanta giorni entro i quali devono concludersi i procedimenti di propria competenza.

4. Nei casi in cui, tenendo conto della sostenibilità dei tempi sotto il profilo dell'organizzazione amministrativa, della natura degli interessi pubblici tutelati e della particolare complessità del procedimento, sono indispensabili termini superiori a novanta giorni per la conclusione dei procedimenti di competenza delle amministrazioni statali e degli enti pubblici nazionali, i decreti di cui al comma 3 sono adottati su proposta anche dei Ministri per la pubblica amministrazione e l'innovazione e per la semplificazione normativa e previa deliberazione del Consiglio dei ministri. I termini ivi previsti non possono comunque superare i centottanta giorni, con la sola esclusione dei procedimenti di acquisto della cittadinanza italiana e di quelli riguardanti l'immigrazione.

5. Fatto salvo quanto previsto da specifiche disposizioni normative, le autorità di garanzia e di vigilanza disciplinano, in conformità ai propri ordinamenti, i termini di conclusione dei procedimenti di rispettiva competenza.

6. I termini per la conclusione del procedimento decorrono dall'inizio del procedimento d'ufficio o dal ricevimento della domanda, se il procedimento è ad iniziativa di parte.

7. Fatto salvo quanto previsto dall'art. 17, i termini di cui ai commi 2, 3, 4 e 5 del presente articolo possono essere sospesi, per una sola volta e per un periodo non superiore a trenta giorni, per l'acquisizione di informazioni o di certificazioni relative a fatti, stati o qualità non attestati in documenti già in possesso dell'amministrazione stessa o non direttamente acquisibili presso altre pubbliche amministrazioni. Si applicano le disposizioni dell'art. 14, comma 2.

8. La tutela in materia di silenzio dell'amministrazione è disciplinata dal codice del processo amministrativo, di cui al decreto legislativo 2 luglio 2010, n. 104. Le sentenze passate in giudicato che accolgono il ricorso proposto avverso il silenzio inadempimento dell'amministrazione sono trasmesse, in via telematica, alla Corte dei conti.

9. La mancata o tardiva emanazione del provvedimento costituisce elemento di valutazione della performance individuale, nonché di responsabilità disciplinare e amministrativo-contabile del dirigente e del funzionario inadempiente.

9-bis. L'organo di Governo individua, nell'ambito delle figure apicali dell'amministrazione, il soggetto cui attribuire il potere sostitutivo in caso di inerzia. Nell'ipotesi di omessa individuazione il potere sostitutivo si considera attribuito al dirigente generale o, in mancanza, al dirigente preposto all'ufficio o in mancanza al funzionario di più elevato livello presente nell'amministrazione. Per ciascun procedimento, sul sito internet istituzionale dell'amministrazione è pubblicata, in formato tabellare e con collegamento ben visibile nella homepage, l'indicazione del soggetto a cui è attribuito il potere sostitutivo e a cui l'interessato può rivolgersi ai sensi e per gli effetti del comma 9-ter. Tale soggetto, in caso di ritardo, comunica senza indugio il nominativo del responsabile, ai fini della valutazione dell'avvio del procedimento disciplinare, secondo le disposizioni del proprio ordinamento e dei contratti collettivi nazionali di lavoro, e, in caso di mancata ottemperanza alle disposizioni del presente comma, assume la sua medesima responsabilità oltre a quella propria.

9-ter. Decorso inutilmente il termine per la conclusione del procedimento o quello superiore di cui al comma 7, il privato può rivolgersi al responsabile di cui al comma 9-bis perché, entro un termine pari alla metà di quello originariamente previsto, concluda il procedimento attraverso le strutture competenti o con la nomina di un commissario.

9-quater. Il responsabile individuato ai sensi del comma 9-bis, entro il 30 gennaio di ogni anno, comunica all'organo di Governo, i procedimenti, suddivisi per tipologia e strutture amministrative competenti, nei quali non è stato rispettato il termine di conclusione previsto dalla legge o dai regolamenti. Le Amministrazioni provvedono all'attuazione del presente comma, con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

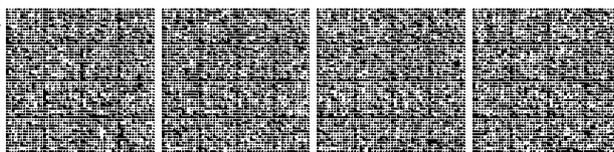
9-quinquies. Nei provvedimenti rilasciati in ritardo su istanza di parte sono espressamente indicati il termine previsto dalla legge o dai regolamenti e quello effettivamente impiegato.”.

— Per la rubrica degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, si veda nelle note all'art. 9.

Note all'art. 13:

— Il testo dell'art. 5 della legge 28 gennaio 1994, n. 84, citata nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 5. Programmazione e realizzazione delle opere portuali. Piano regolatore di sistema portuale e piano regolatore portuale



1. Nei porti ricompresi nelle circoscrizioni territoriali di cui all'art. 6, comma 1, l'ambito e l'assetto complessivo dei porti costituenti il sistema, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore di sistema portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, su proposta del Consiglio superiore dei lavori pubblici, entro il 30 novembre 2016, predispose apposite linee guida per la redazione dei piani regolatori di sistema portuale, delle varianti stralcio e degli adeguamenti tecnico funzionali.

1-bis. Nei porti di cui alla categoria II, classe III, con esclusione di quelli aventi le funzioni di cui all'art. 4, comma 3, lettera e), l'ambito e l'assetto complessivo del porto, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate.

2. Le previsioni del piano regolatore portuale non possono contrastare con gli strumenti urbanistici vigenti.

2-bis. Nel caso di strutture o ambiti idonei, allo stato sottoutilizzati o non diversamente utilizzabili per funzioni portuali di preminente interesse pubblico, è valutata con priorità la finalizzazione delle predette strutture ed ambiti ad approdi turistici come definiti dall'art. 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 2 dicembre 1997, n. 509.

3. Nei porti di cui al comma 1 nei quali è istituita l'autorità di sistema portuale, il piano regolatore di sistema portuale, corredato del rapporto ambientale di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006, è adottato dal comitato di gestione di cui all'art. 9, previa intesa con il comune o i comuni interessati. Tale piano è, quindi, inviato per il parere al Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni dal ricevimento dell'atto. Decorso inutilmente tale termine, il parere si intende reso in senso favorevole. Il piano, esaurita la procedura di cui al presente comma e a quella di cui al comma 4, è approvato dalla regione interessata entro trenta giorni decorrenti dalla conclusione della procedura VAS, previa intesa con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti. Qualora non si raggiunga l'intesa si applica la procedura di cui all'art. 14-quater della legge 7 agosto 1990, n. 241.

3-bis. Nei porti di cui al comma 1-bis, nei quali non è istituita l'AdSP, il piano regolatore è adottato e approvato dalla Regione di pertinenza o, ove istituita, dall'autorità di sistema portuale regionale, previa intesa con il comune o i comuni interessati, ciascuno per il proprio ambito di competenza, nel rispetto delle normative vigenti e delle proprie norme regolamentari. Sono fatte salve, altresì, le disposizioni legislative regionali vigenti in materia di pianificazione dei porti di interesse regionali.

3-ter. Il Piano Regolatore di Sistema Portuale delle AdSP di cui al comma 1, la cui circoscrizione territoriale è ricompresa in più Regioni, è approvato con atto della Regione ove ha sede la stessa AdSP, previa intesa con le Regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla stessa AdSP e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti.

4. I piani di cui ai commi 1 e 1-bis sono sottoposti, ai sensi della normativa vigente in materia, alla procedura di VAS.

5. Al piano regolatore portuale dei porti di cui ai commi 1 e 1-bis aventi le funzioni di cui all'art. 4, comma 3, lettera b), e alle relative varianti, è allegato un rapporto sulla sicurezza dell'ambito portuale ai fini degli adempimenti previsti dal decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n. 175, sui rischi di incidenti rilevanti connessi con determinate attività industriali e dal decreto del Ministro dell'ambiente 20 maggio 1991, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 126, del 31 maggio 1991. Le varianti al Piano regolatore di Sistema Portuale seguono il medesimo procedimento previsto per l'adozione del Piano Regolatore di Sistema Portuale. Il Presidente del comitato di gestione dell'autorità del sistema portuale, autonomamente o su richiesta della regione o del Comune interessati, può promuovere al Comitato di gestione, per la successiva adozione, varianti-stralcio concernenti la qualificazione funzionale del singolo scalo marittimo. Le varianti-stralcio al piano regolatore di sistema portuale, relative al singolo scalo marittimo, sono sottoposte al procedimento previsto per l'approvazione del piano regolatore di sistema portuale, fermo restando che in luogo della previa intesa con il comune o i comuni interessati è prevista l'acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte dei medesimi comuni e che in luogo della procedura di VAS si svolge la procedura di verifica di assoggettabilità a VAS ai sensi dell'art. 12 del decreto legislativo n. 152 del 2006. Le varianti-stralcio

di porti ricompresi in una AdSP la cui circoscrizione territoriale ricade in più Regioni, è approvato con atto della Regione nel cui territorio è ubicato il porto oggetto di variante-stralcio, sentite le Regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla medesima AdSP, previa intesa con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Le modifiche che non alterano in modo sostanziale la struttura del piano regolatore di sistema portuale in termini di obiettivi, scelte strategiche e caratterizzazione funzionale delle aree portuali, relativamente al singolo scalo marittimo, costituiscono adeguamenti tecnico-funzionali del piano regolatore di sistema portuale. Gli adeguamenti tecnico-funzionali sono adottati dal Comitato di gestione dell'Autorità di sistema portuale, previa acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte del comune o dei comuni interessati. È successivamente acquisito il parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni, decorrenti dalla ricezione della proposta di adeguamento tecnico funzionale. L'adeguamento tecnico funzionale è approvato con atto della Regione nel cui territorio è ubicato il porto interessato dall'adeguamento medesimo.

5-bis. L'esecuzione delle opere nei porti da parte della Autorità di Sistema Portuale è autorizzata ai sensi della normativa vigente. Fatto salvo quanto previsto dall'art. 5-bis, nonché dalle norme vigenti in materia di autorizzazione di impianti e infrastrutture energetiche, nonché di opere ad essi connesse, l'esecuzione di opere nei porti da parte di privati è autorizzata, sotto tutti i profili rilevanti, in esito ad apposita conferenza di servizi convocata dalla autorità di sistema portuale o, laddove non istituita, dalla autorità marittima, ai sensi dell'art. 14 della legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, a cui sono chiamate tutte le Amministrazioni competenti.

6. All'art. 88 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616, il n. 1) è sostituito dal seguente:

“1) le opere marittime relative ai porti di cui alla categoria I e alla categoria II, classe I, e le opere di preminente interesse nazionale per la sicurezza dello Stato e della navigazione nonché per la difesa delle coste”.

7. Sono di competenza regionale le funzioni amministrative concernenti le opere marittime relative ai porti di cui alla categoria II, classi II e III.

8. Spetta allo Stato l'onere per la realizzazione delle opere nei porti di cui alla categoria I e per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classi I e II. Le regioni, il comune interessato o l'autorità di sistema portuale possono comunque intervenire con proprie risorse, in concorso o in sostituzione dello Stato, per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classi I e II. Spetta alla regione o alle regioni interessate l'onere per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classe III. Le autorità di sistema portuale, a copertura dei costi sostenuti per le opere da esse stesse realizzate, possono imporre soprattasse a carico delle merci imbarcate o sbarcate, oppure aumentare l'entità dei canoni di concessione.

9. Sono considerate opere di grande infrastrutturazione le costruzioni di canali marittimi, di dighe foranee di difesa, di darsene, di bacini e di banchine attrezzate, nonché l'escavazione e l'approfondimento dei fondali. I relativi progetti sono approvati dal Consiglio superiore dei lavori pubblici.

10. Il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sulla base delle proposte contenute nei piani operativi triennali predisposti dalle autorità di sistema portuale, ai sensi dell'art. 9, comma 3, lettera a), individua annualmente le opere di cui al comma 9 del presente articolo, da realizzare nei porti di cui alla categoria II, classi I e II.

11. Per gli interventi da attuarsi dalle regioni, in conformità ai piani regionali dei trasporti o ai piani di sviluppo economico-produttivo, il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti emana direttive di coordinamento.

11-bis.

11-ter.

11-quater.

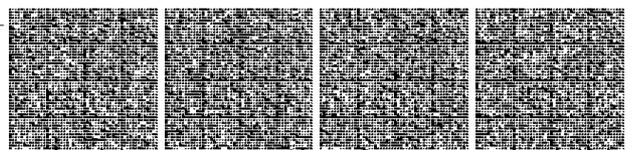
11-quinquies.

11-sexies.”.

— Il testo dell'art. 14-bis della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 14-bis. Conferenza semplificata

1. La conferenza decisoria di cui all'art. 14, comma 2, si svolge in forma semplificata e in modalità asincrona, salvo i casi di cui ai commi 6 e 7. Le comunicazioni avvengono secondo le modalità previste dall'art. 47 del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82.



2. La conferenza è indetta dall'amministrazione procedente entro cinque giorni lavorativi dall'inizio del procedimento d'ufficio o dal ricevimento della domanda, se il procedimento è ad iniziativa di parte. A tal fine l'amministrazione procedente comunica alle altre amministrazioni interessate:

a) l'oggetto della determinazione da assumere, l'istanza e la relativa documentazione ovvero le credenziali per l'accesso telematico alle informazioni e ai documenti utili ai fini dello svolgimento dell'istruttoria;

b) il termine perentorio, non superiore a quindici giorni, entro il quale le amministrazioni coinvolte possono richiedere, ai sensi dell'art. 2, comma 7, integrazioni documentali o chiarimenti relativi a fatti, stati o qualità non attestati in documenti già in possesso dell'amministrazione stessa o non direttamente acquisibili presso altre pubbliche amministrazioni;

c) il termine perentorio, comunque non superiore a quarantacinque giorni, entro il quale le amministrazioni coinvolte devono rendere le proprie determinazioni relative alla decisione oggetto della conferenza, fermo restando l'obbligo di rispettare il termine finale di conclusione del procedimento. Se tra le suddette amministrazioni vi sono amministrazioni preposte alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, dei beni culturali, o alla tutela della salute dei cittadini, ove disposizioni di legge o i provvedimenti di cui all'art. 2 non prevedano un termine diverso, il suddetto termine è fissato in novanta giorni;

d) la data della eventuale riunione in modalità sincrona di cui all'art. 14-ter, da tenersi entro dieci giorni dalla scadenza del termine di cui alla lettera c), fermo restando l'obbligo di rispettare il termine finale di conclusione del procedimento.

3. Entro il termine di cui al comma 2, lettera c), le amministrazioni coinvolte rendono le proprie determinazioni, relative alla decisione oggetto della conferenza. Tali determinazioni, congruamente motivate, sono formulate in termini di assenso o dissenso e indicano, ove possibile, le modifiche eventualmente necessarie ai fini dell'assenso. Le prescrizioni o condizioni eventualmente indicate ai fini dell'assenso o del superamento del dissenso sono espresse in modo chiaro e analitico e specificano se sono relative a un vincolo derivante da una disposizione normativa o da un atto amministrativo generale ovvero discrezionalmente apposte per la migliore tutela dell'interesse pubblico.

4. Fatti salvi i casi in cui disposizioni del diritto dell'Unione europea richiedono l'adozione di provvedimenti espressi, la mancata comunicazione della determinazione entro il termine di cui al comma 2, lettera c), ovvero la comunicazione di una determinazione priva dei requisiti previsti dal comma 3, equivalgono ad assenso senza condizioni. Restano ferme le responsabilità dell'amministrazione, nonché quelle dei singoli dipendenti nei confronti dell'amministrazione, per l'assenso reso, ancorché implicito.

5. Scaduto il termine di cui al comma 2, lettera c), l'amministrazione procedente adotta, entro cinque giorni lavorativi, la determinazione motivata di conclusione positiva della conferenza, con gli effetti di cui all'art. 14-quater, qualora abbia acquisito esclusivamente atti di assenso non condizionato, anche implicito, ovvero qualora ritenga, sentiti i privati e le altre amministrazioni interessate, che le condizioni e prescrizioni eventualmente indicate dalle amministrazioni ai fini dell'assenso o del superamento del dissenso possano essere accolte senza necessità di apportare modifiche sostanziali alla decisione oggetto della conferenza. Qualora abbia acquisito uno o più atti di dissenso che non ritenga superabili, l'amministrazione procedente adotta, entro il medesimo termine, la determinazione di conclusione negativa della conferenza che produce l'effetto del rigetto della domanda. Nei procedimenti a istanza di parte la suddetta determinazione produce gli effetti della comunicazione di cui all'art. 10-bis. L'amministrazione procedente trasmette alle altre amministrazioni coinvolte le eventuali osservazioni presentate nel termine di cui al suddetto articolo e procede ai sensi del comma 2. Dell'eventuale mancato accoglimento di tali osservazioni è data ragione nell'ulteriore determinazione di conclusione della conferenza.

6. Fuori dei casi di cui al comma 5, l'amministrazione procedente, ai fini dell'esame contestuale degli interessi coinvolti, svolge, nella data fissata ai sensi del comma 2, lettera d), la riunione della conferenza in modalità sincrona, ai sensi dell'art. 14-ter.

7. Ove necessario, in relazione alla particolare complessità della determinazione da assumere, l'amministrazione procedente può comunque procedere direttamente in forma simultanea e in modalità sincrona, ai sensi dell'art. 14-ter. In tal caso indice la conferenza comunicando alle altre amministrazioni le informazioni di cui alle lettere a) e b) del comma 2 e convocando la riunione entro i successivi quarantacinque giorni. L'amministrazione procedente può altresì procedere in forma si-

multanea e in modalità sincrona su richiesta motivata delle altre amministrazioni o del privato interessato avanzata entro il termine perentorio di cui al comma 2, lettera b). In tal caso la riunione è convocata nei successivi quarantacinque giorni 2.".

— Il testo dell'art. 3 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 3. Infrastrutture coerenti con la strategia energetica nazionale

1. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza Unificata, sono individuate, sulla base degli scenari di cui all'art. 1, comma 2, e in coerenza con il Piano d'Azione Nazionale adottato in attuazione della direttiva 2009/28/CE e con il Piano d'Azione per l'efficienza energetica adottato in attuazione della direttiva 2006/32/CE, con riferimento a grandi aree territoriali e a un adeguato periodo temporale, le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi e di gas naturale liquefatto, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall'attuazione delle direttive comunitarie in materia di energia, e di assicurare adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.

2. Il decreto di cui al comma 1 è aggiornato, con le stesse modalità di cui al comma 1, con cadenza almeno biennale in funzione delle esigenze di conseguimento degli obiettivi indicati allo stesso comma, tenendo conto della effettiva evoluzione della domanda di energia, dell'integrazione del sistema energetico italiano nel mercato interno dell'energia e dell'effettivo grado di avanzamento della realizzazione delle infrastrutture individuate.

3. Le amministrazioni interessate a qualunque titolo nelle procedure autorizzative delle infrastrutture individuate ai sensi del comma 1 attribuiscono ad esse priorità e urgenza negli adempimenti e nelle valutazioni di propria competenza.

4. Nel caso di mancato rispetto da parte delle amministrazioni regionali competenti dei termini per l'espressione dei pareri o per l'emissione degli atti di propria competenza, il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, assegna alla regione interessata un congruo termine, per provvedere, non inferiore comunque a due mesi. Decorso inutilmente il termine di cui al periodo precedente, il Consiglio dei ministri, sentita la regione interessata, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, nomina, ai sensi dell'art. 8, comma 1, della legge 5 giugno 2003, n. 131, un apposito commissario, che provvede all'espressione dei pareri ovvero all'adozione degli atti.

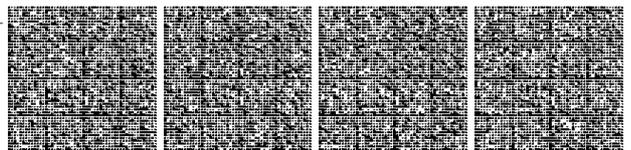
5. Gli impianti e infrastrutture individuati ai sensi del comma 1 sono dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti, restando alla valutazione dell'amministrazione competente la possibilità di effettuare tale dichiarazione anche per altri impianti e infrastrutture della stessa tipologia, ove comunque corrispondenti agli obiettivi di cui al comma 1.

6. La corrispondenza agli obiettivi di cui al comma 1 è inclusa tra i criteri di valutazione ai fini del riconoscimento dell'esenzione dall'accesso dei terzi alle infrastrutture prevista per impianti e infrastrutture del sistema elettrico e del gas naturale ai sensi delle vigenti disposizioni comunitarie.

7. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, anche ai sensi dell'art. 1, comma 8, lettere a), b) e c), e comma 11 della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono adottati indirizzi al fine di mantenere in via prioritaria per gli impianti e le infrastrutture individuate ai sensi del comma 1 le misure esistenti volte a facilitare la realizzazione di impianti e infrastrutture di tale tipologia, nonché di attribuire agli impianti e alle infrastrutture non ricadenti negli obiettivi di cui al comma 1 i maggiori costi dei relativi potenziamenti o estensioni delle reti di trasmissione e trasporto di energia necessari alla realizzazione degli stessi impianti e infrastrutture. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas esercita le proprie competenze in materia tariffaria coerentemente con le finalità di cui al presente comma.”

— Il testo degli articoli 30 e 45 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, citato nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 30. Semplificazione per le attività di vendita di gas naturale e di biogas



1. All'art. 1 del decreto legislativo n. 164 del 2000 dopo il comma 2 è aggiunto, in fine, il seguente:

«2-bis. Le norme del presente decreto relative al gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto, si applicano in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.»

2. All'art. 17 del decreto legislativo n. 164 del 2000 i commi da 1 a 4 sono sostituiti dai seguenti:

«1. A decorrere dal 1° gennaio 2012 è operativo presso il Ministero dello sviluppo economico un "Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali", relativo anche alla vendita di gas naturale liquefatto attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai, nonché di biogas.

2. I soggetti che alla data del presente decreto risultano autorizzati alla vendita di gas naturale a clienti finali, sono direttamente iscritti all'elenco di cui al comma 1.

3. Le società interessate alla inclusione nell'elenco di cui al comma 1 presentano richiesta al Ministero dello sviluppo economico, in base a modalità e requisiti stabiliti con decreto dello stesso Ministero entro la data di cui al comma 1. Il Ministero dello sviluppo economico, entro trenta giorni dalla richiesta, qualora verifichi la non congruità di uno o più dei requisiti richiesti, può sospendere l'iscrizione nell'elenco di cui al comma 1 del soggetto interessato e richiedere allo stesso elementi integrativi.

4. L'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali è pubblicato sul sito internet del Ministero dello sviluppo economico e aggiornato mensilmente. La pubblicazione ha valore di pubblicità ai fini di legge per tutti i soggetti interessati.»

«Art. 45. Poteri sanzionatori

1. Fermo restando quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga sanzioni amministrative pecuniarie in caso di inosservanza delle prescrizioni e degli obblighi previsti dalle seguenti disposizioni:

a) articoli 13, 14, 15, 16 e 20 e allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 e degli articoli 36, comma 3, 38, commi 1 e 2, e 41 del presente decreto;

b) articoli 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22 e allegato I del regolamento (CE) n. 715/2009 e degli articoli 4, 8, commi 4 e 5, dell'art. 10, commi 1 e 3, e degli articoli 11, 12, 13, 14, 15, 16, comma 8, 17, commi 4 e 5, 18, 19, 23 e 26 del presente decreto, nonché l'art. 20, commi 5-bis e 5-ter del decreto legislativo n. 164 del 2000.

2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga altresì sanzioni amministrative pecuniarie in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima.

3. Entro trenta giorni dalla notifica dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, l'impresa destinataria può presentare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati. L'Autorità medesima, valutata l'idoneità di tali impegni, può renderli obbligatori per l'impresa proponente e concludere il procedimento sanzionatorio senza accertare l'infrazione. Qualora il procedimento sia stato avviato per accertare violazioni di decisioni dell'ACER, l'Autorità valuta l'idoneità degli eventuali impegni, sentita l'ACER. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas può riavviare il procedimento sanzionatorio qualora l'impresa contravvenga agli impegni assunti o la decisione si fondi su informazioni incomplete, inesatte o fuorvianti. In questi casi l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria aumentata fino al doppio di quella che sarebbe stata irrogata in assenza di impegni.

4. Le sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico per violazioni delle disposizioni del presente decreto non possono essere inferiori, nel minimo, a 2.500 euro e non possono superare il 10 per cento del fatturato realizzato dall'impresa verticalmente integrata, o dal gestore di trasmissione, nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

5. Ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas non si applica l'art. 26 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Per i procedimenti medesimi, il termine per la notifica degli estremi della violazione agli interessati residenti nel territorio della Repubblica, di cui all'art. 14, comma 2, della legge 24 novembre 1981, n. 689, è di centottanta giorni.

6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas disciplina, con proprio regolamento, nel rispetto della legislazione vigente in materia, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, i procedimenti sanzionatori di sua competenza, in modo da assicurare agli interessati la piena conoscenza degli atti istruttori, il contraddittorio in forma scritta e orale, la verbalizzazione e la separazione tra funzioni istruttorie e funzioni decisorie. Il regolamento disciplina altresì le modalità procedurali per la valutazione degli impegni di cui al comma 3 del presente articolo, nonché, i casi in cui, con l'accordo dell'impresa destinataria dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, possono essere adottate modalità procedurali semplificate di irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie.

6-bis. Nei casi di particolare urgenza l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può, d'ufficio, deliberare, con atto motivato, l'adozione di misure cautelari, anche prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

7. Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano ai procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas avviati successivamente all'entrata in vigore del presente decreto.

7-bis. In caso di violazione persistente da parte del Gestore degli obblighi su di esso incombenti ai sensi della direttiva 2009/73/CE, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assegna a un gestore di trasporto indipendente tutti o alcuni specifici compiti del Gestore.»

— Il testo dell'art. 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, citato nelle note alle premesse, così recita:

«Art. 3. Norme per l'attività di importazione.

1. L'attività di importazione di gas naturale relativa a contratti di durata superiore ad un anno, effettuata attraverso i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti a mezzo di gasdotti o di terminali di rigasificazione di gas naturale liquefatto, o a mezzo di carri bombolai o di autocisterne di gas naturale liquefatto, è soggetta ad autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico, rilasciata in base a criteri obiettivi e non discriminatori pubblicati ai sensi dell'art. 29.

2. Il rilascio dell'autorizzazione di cui al comma 1 è subordinato al possesso, nei soggetti richiedenti, dei seguenti requisiti:

a) capacità tecniche e finanziarie adeguate al progetto di importazione;

b) idonee informazioni e garanzie circa la provenienza del gas naturale;

c) affidabilità dell'approvvigionamento, degli impianti di coltivazione e del sistema di trasporto;

d);

e);

3. Nell'ambito della domanda di autorizzazione all'importazione o della comunicazione di cui al comma 7 devono essere indicati gli Stati dove il gas naturale è stato prodotto. Nel caso di acquisto presso un punto di scambio fisico («hub») estero deve essere indicata la composizione media della provenienza del gas naturale dai vari Paesi di produzione.

4. L'attività di importazione si intende autorizzata ove il diniego, fondato su motivi obiettivi e non discriminatori, non sia stato espresso entro tre mesi dalla richiesta. Il diniego è comunicato, con la relativa motivazione, al richiedente, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Del provvedimento di diniego è data informazione alla Commissione delle Comunità europee. Il soggetto importatore, contestualmente alla richiesta di autorizzazione di cui al comma 1, trasmette all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, gli elementi di cui al comma 5, lettere a), b), c) e d).

5. Le importazioni da Paesi di cui al comma 1 in corso o per le quali è stato già concluso il relativo contratto si intendono autorizzate dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Gli importatori devono, a tal fine, adempiere, entro un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto, all'obbligo di cui al comma 2, lettera d), e comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro sessanta giorni dalla stessa data, per ciascun contratto, i seguenti elementi:

a) termini temporali e possibili estensioni previsti dal contratto;

b) quantità contrattuali, comprensive delle possibilità di modulazione annuali e stagionali;

c) indicazione del Paese dove il gas è stato prodotto e delle strutture di trasporto internazionali utilizzate;

d) obblighi comunque connessi al contratto e alla sua esecuzione, rilevanti ai fini della sicurezza del sistema.



6. Per le importazioni di GNL, ai fini del rispetto dell'obbligo di cui all'art. 12, comma 2, le imprese del gas naturale possono computare come stoccaggio strategico il 50 cento della capacità dei serbatoi di stoccaggio presenti nell'impianto di rigassificazione utilizzato, ridotta proporzionalmente al rapporto tra le importazioni effettuate nel corso dell'anno da ciascun soggetto e la capacità totale annuale di importazione dell'impianto.

7. L'attività di importazione di gas naturale di cui al comma 1, relativa a contratti di durata non superiore a un anno, è soggetta a comunicazione, trenta giorni prima del suo inizio, al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, degli elementi di cui al comma 5.

8. I contratti di importazione di gas naturale stipulati successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto devono consentire una modulazione stagionale tale da rendere possibile l'incremento delle quantità importate giornaliere nel periodo di punta stagionale in misura non inferiore al 10%(per cento) rispetto al valore medio giornaliero su base annua. Il valore di cui sopra può essere ridotto o annullato, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema del gas naturale.

9. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, e successivamente con cadenza annuale, le imprese del gas esercenti gasdotti della rete nazionale interconnessi con i sistemi di altri Stati, nonché le imprese esercenti impianti di GNL, comunicano al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le rispettive capacità impegnate per l'importazione e l'esportazione di gas naturale, nonché quelle disponibili per nuovi impegni contrattuali, riferite a un periodo non inferiore ai dieci anni, tenuto anche conto dei margini di sicurezza per il funzionamento della rete.

10. I dati di cui al comma 9 sono pubblicati nel bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia.

11. Le imprese di gas naturale che svolgono attività di importazione sono tenute alla certificazione di bilancio a decorrere dal 1° gennaio 2002.”

— Il testo dell'art. 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234 (Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea) pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 4 gennaio 2013, n. 3, così recita:

“Art. 32. Principi e criteri direttivi generali di delega per l'attuazione del diritto dell'Unione europea

1. Salvi gli specifici principi e criteri direttivi stabiliti dalla legge di delegazione europea e in aggiunta a quelli contenuti nelle direttive da attuare, i decreti legislativi di cui all'art. 31 sono informati ai seguenti principi e criteri direttivi generali:

a) le amministrazioni direttamente interessate provvedono all'attuazione dei decreti legislativi con le ordinarie strutture amministrative, secondo il principio della massima semplificazione dei procedimenti e delle modalità di organizzazione e di esercizio delle funzioni e dei servizi;

b) ai fini di un migliore coordinamento con le discipline vigenti per i singoli settori interessati dalla normativa da attuare, sono introdotte le occorrenti modificazioni alle discipline stesse, anche attraverso il riassetto e la semplificazione normativi con l'indicazione esplicita delle norme abrogate, fatti salvi i procedimenti oggetto di semplificazione amministrativa ovvero le materie oggetto di delegificazione;

c) gli atti di recepimento di direttive dell'Unione europea non possono prevedere l'introduzione o il mantenimento di livelli di regolazione superiori a quelli minimi richiesti dalle direttive stesse, ai sensi dell'art. 14, commi 24-bis, 24-ter e 24-quater, della legge 28 novembre 2005, n. 246;

d) al di fuori dei casi previsti dalle norme penali vigenti, ove necessario per assicurare l'osservanza delle disposizioni contenute nei decreti legislativi, sono previste sanzioni amministrative e penali per le infrazioni alle disposizioni dei decreti stessi. Le sanzioni penali, nei limiti, rispettivamente, dell'ammenda fino a 150.000 euro e dell'arresto fino a tre anni, sono previste, in via alternativa o congiunta, solo nei casi in cui le infrazioni ledano o esponano a pericolo interessi costituzionalmente protetti. In tali casi sono previste: la pena dell'ammenda alternativa all'arresto per le infrazioni che esponano a pericolo o danneggino l'interesse protetto; la pena dell'arresto congiunta a quella dell'ammenda per le infrazioni che rechino un danno di particolare gravità. Nelle predette ipotesi, in luogo dell'arresto e dell'ammenda, possono essere previste anche le sanzioni alternative di cui agli articoli 53 e seguenti del decreto legislativo 28 agosto 2000, n. 274, e la relativa competenza del giudice di pace. La sanzione amministrativa del pagamento di una

somma non inferiore a 150 euro e non superiore a 150.000 euro è prevista per le infrazioni che ledono o esponano a pericolo interessi diversi da quelli indicati dalla presente lettera. Nell'ambito dei limiti minimi e massimi previsti, le sanzioni indicate dalla presente lettera sono determinate nella loro entità, tenendo conto della diversa potenzialità lesiva dell'interesse protetto che ciascuna infrazione presenta in astratto, di specifiche qualità personali del colpevole, comprese quelle che impongono particolari doveri di prevenzione, controllo o vigilanza, nonché del vantaggio patrimoniale che l'infrazione può recare al colpevole ovvero alla persona o all'ente nel cui interesse egli agisce. Ove necessario per assicurare l'osservanza delle disposizioni contenute nei decreti legislativi, sono previste inoltre le sanzioni amministrative accessorie della sospensione fino a sei mesi e, nei casi più gravi, della privazione definitiva di facoltà e diritti derivanti da provvedimenti dell'amministrazione, nonché sanzioni penali accessorie nei limiti stabiliti dal codice penale. Al medesimo fine è prevista la confisca obbligatoria delle cose che servono o furono destinate a commettere l'illecito amministrativo o il reato previsti dai medesimi decreti legislativi, nel rispetto dei limiti stabiliti dall'art. 240, terzo e quarto comma, del codice penale e dall'art. 20 della legge 24 novembre 1981, n. 689, e successive modificazioni. Entro i limiti di pena indicati nella presente lettera sono previste sanzioni anche accessorie identiche a quelle eventualmente già comminate dalle leggi vigenti per violazioni omogenee e di pari offensività rispetto alle infrazioni alle disposizioni dei decreti legislativi. Nelle materie di cui all'art. 117, quarto comma, della Costituzione, le sanzioni amministrative sono determinate dalle regioni;

e) al recepimento di direttive o all'attuazione di altri atti dell'Unione europea che modificano precedenti direttive o atti già attuati con legge o con decreto legislativo si procede, se la modificazione non comporta ampliamento della materia regolata, apportando le corrispondenti modificazioni alla legge o al decreto legislativo di attuazione della direttiva o di altro atto modificato;

f) nella redazione dei decreti legislativi di cui all'art. 31 si tiene conto delle eventuali modificazioni delle direttive dell'Unione europea comunque intervenute fino al momento dell'esercizio della delega;

g) quando si verificano sovrapposizioni di competenze tra amministrazioni diverse o comunque siano coinvolte le competenze di più amministrazioni statali, i decreti legislativi individuano, attraverso le più opportune forme di coordinamento, rispettando i principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione e le competenze delle regioni e degli altri enti territoriali, le procedure per salvaguardare l'unitarietà dei processi decisionali, la trasparenza, la celerità, l'efficacia e l'economicità nell'azione amministrativa e la chiara individuazione dei soggetti responsabili;

h) qualora non siano di ostacolo i diversi termini di recepimento, vengono attuate con un unico decreto legislativo le direttive che riguardano le stesse materie o che comunque comportano modifiche degli stessi atti normativi;

i) è assicurata la parità di trattamento dei cittadini italiani rispetto ai cittadini degli altri Stati membri dell'Unione europea e non può essere previsto in ogni caso un trattamento sfavorevole dei cittadini italiani.”

— Il testo dell'allegato II alla parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, citato nelle note alle premesse, come modificato del presente decreto, così recita:

“Allegato II - Progetti di competenza statale

1) Raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone o di scisti bituminosi, nonché terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

2) Installazioni relative a:

- centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW;

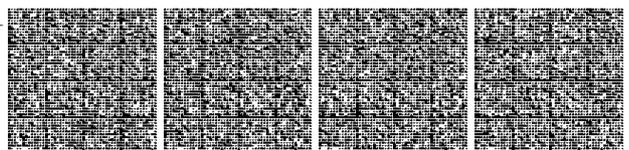
- centrali per la produzione dell'energia idroelettrica con potenza di concessione superiore a 30 MW incluse le dighe ed invasi direttamente asserviti;

- impianti per l'estrazione dell'amianto, nonché per il trattamento e la trasformazione dell'amianto e dei prodotti contenenti amianto;

- centrali nucleari e altri reattori nucleari, compreso lo smaltimento e lo smontaggio di tali centrali e reattori (esclusi gli impianti di ricerca per la produzione e la lavorazione delle materie fissili e fertili, la cui potenza massima non supera 1 kW di durata permanente termica).

3) Impianti destinati:

- al ritrattamento di combustibili nucleari irradiati;



- alla produzione o all'arricchimento di combustibili nucleari;
- al trattamento di combustibile nucleare irradiato o di residui altamente radioattivi;

- allo smaltimento definitivo dei combustibili nucleari irradiati;
- esclusivamente allo smaltimento definitivo di residui radioattivi;
- esclusivamente allo stoccaggio (previsto per più di dieci anni) di combustibile nucleare irradiato o di residui radioattivi in un sito diverso da quello di produzione;

- al trattamento e allo stoccaggio di residui radioattivi (impianti non compresi tra quelli già individuati nel presente punto), qualora disposto all'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'art. 20.

4) Elettrodotti aerei con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km ed elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 chilometri.

4-bis) Elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica, facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale, con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 Km.

4-ter) Elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica, facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale, con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 Km, qualora disposto all'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'art. 20.

5) Acciaierie integrate di prima fusione della ghisa e dell'acciaio.

6) Impianti chimici integrati, ossia impianti per la produzione su scala industriale, mediante processi di trasformazione chimica, di sostanze, in cui si trovano affiancate varie unità produttive funzionalmente connesse tra di loro:

- per la fabbricazione di prodotti chimici organici di base, con capacità produttiva complessiva annua per classe di prodotto, espressa in milioni di chilogrammi, superiore alle soglie di seguito indicate:

Classe di prodotto	Soglie *(asterisco) (Gg/anno)
a) Idrocarburi semplici (lineari o anulari, saturi o insaturi, alifatici o aromatici)	200
b) Idrocarburi ossigenati, segnatamente alcoli, aldeidi, chetoni, acidi carbossilici, esteri, acetati, eteri, perossidi, resine, epossidi	200
c) Idrocarburi solforati	100
d) Idrocarburi azotati, segnatamente ammine, amidi, composti nitrosi, nitrati o nitrici, nitrili, cianati, isocianati	100
e) Idrocarburi fosforosi	100
f) Idrocarburi alogenati	100
g) Composti organometallici	100
h) Materie plastiche di base (polimeri, fibre sintetiche, fibre a base di cellulosa)	100
i) Gomme sintetiche	100
- per la fabbricazione di prodotti chimici inorganici di base, con capacità produttiva complessiva annua per classe di prodotto, espressa in milioni di chilogrammi, superiore alle soglie di seguito indicate:	

Classe di prodotto	Soglie *(asterisco) (Gg/anno)
j) gas, quali ammoniaca, cloro o cloruro di idrogeno, fluoro o fluoruro di idrogeno, ossidi di carbonio, composti di zolfo, ossidi di azoto, idrogeno, biossido di zolfo, bicloruro di carbonile	100
k) acidi, quali acido cromico, acido fluoridrico, acido fosforico, acido nitrico, acido cloridrico, acido solforico, oleum e acidi solforati	100
l) basi, quali idrossido d'ammonio, idrossido di potassio, idrossido di sodio	100

- per la fabbricazione di fertilizzanti a base di fosforo, azoto, potassio (fertilizzanti semplici o composti) con capacità produttiva complessiva annua superiore a 300 milioni di chilogrammi (intesa come somma delle capacità produttive relative ai singoli composti elencati nella presente classe di prodotto).

7) Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sulla terraferma e in mare.

7-bis) Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare.

7-ter) Attività di esplorazione in mare e sulla terraferma per lo stoccaggio geologico di biossido di carbonio di cui all'art. 3, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di recepimento della direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico del biossido di carbonio.

7-quater) Impianti geotermici pilota di cui all'art. 1, comma 3-bis, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, e successive modificazioni.

8) Stoccaggio:

- di prodotti chimici, petrolchimici con capacità complessiva superiore a 80.000 m3;

- superficiale di gas naturali con una capacità complessiva superiore a 80.000 m3;

- di prodotti di gas di petrolio liquefatto e di gas naturale liquefatto con capacità complessiva superiore a 40.000 m3;

- di prodotti petroliferi liquidi di capacità complessiva superiore a 80.000 m3;

- di prodotti combustibili solidi con capacità complessiva superiore a 150.000 t.

9) Condutture di diametro superiore a 800 mm e di lunghezza superiore a 40 km;

per il trasporto di gas, petrolio e prodotti chimici, e;

per il trasporto dei flussi di biossido di carbonio (CO2) ai fini dello stoccaggio geologico, comprese le relative stazioni di spinta intermedie.

10) Opere relative a:

- tronchi ferroviari per il traffico a grande distanza nonché aeroporti con piste di atterraggio superiori a 1.500 metri di lunghezza;

- autostrade e strade riservate alla circolazione automobilistica o tratti di esse, accessibili solo attraverso svincoli o intersezioni controllate e sulle quali sono vietati tra l'altro l'arresto e la sosta di autoveicoli;

- strade a quattro o più corsie o raddrizzamento e/o allargamento di strade esistenti a due corsie al massimo per renderle a quattro o più corsie, sempre che la nuova strada o il tratto di strada raddrizzato e/o allargato abbia una lunghezza ininterrotta di almeno 10 km;

- parcheggi interrati che interessano superfici superiori ai 5ha, localizzati nei centri storici o in aree soggette a vincoli paesaggistici decretati con atti ministeriali o facenti parte dei siti UNESCO.

11) Porti marittimi commerciali, nonché vie navigabili e porti per la navigazione interna accessibili a navi di stazza superiore a 1.350 tonnellate. Terminali marittimi, da intendersi quali moli, pontili, boe galleggianti, isole a mare per il carico e lo scarico dei prodotti, collegati con la terraferma e l'esterno dei porti (esclusi gli attracchi per navi traghetti), che possono accogliere navi di stazza superiore a 1.350 tonnellate, comprese le attrezzature e le opere funzionalmente connesse.

12) Interventi per la difesa del mare:

- terminali per il carico e lo scarico degli idrocarburi e sostanze pericolose;

- piattaforme di lavaggio delle acque di zavorra delle navi;

- condotte sottomarine per il trasporto degli idrocarburi;

- sfruttamento minerario piattaforma continentale.

13) Impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque in modo durevole, di altezza superiore a 15 m o che determinano un volume d'invaso superiore ad 1.000.000 m3, nonché impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque a fini energetici in modo durevole, di altezza superiore a 10 m o che determinano un volume d'invaso superiore a 100.000 m3, con esclusione delle opere di confinamento fisico finalizzate alla messa in sicurezza dei siti inquinati.

14) Trivellazioni in profondità per lo stoccaggio dei residui nucleari.

15) Interporti finalizzati al trasporto merci e in favore dell'intermodalità di cui alla legge 4 agosto 1990, n. 240 e successive modifiche, comunque comprendenti uno scalo ferroviario idoneo a formare o ricevere treni completi e in collegamento con porti, aeroporti e viabilità di grande comunicazione.

16) Opere ed interventi relativi a trasferimenti d'acqua che prevenano o possano prevedere trasferimento d'acqua tra regioni diverse e ciò travalichi i comprensori di riferimento dei bacini idrografici istituiti a norma della legge 18 maggio 1989, n. 183.

17) Stoccaggio di gas combustibile in serbatoi sotterranei naturali in unità geologiche profonde e giacimenti esauriti di idrocarburi, nonché siti per lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio di cui all'art. 3, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di recepimento della direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico del biossido di carbonio.



17-bis) Impianti per la cattura di flussi di CO₂ provenienti da impianti che rientrano nel presente allegato o impianti di cattura nei quali il quantitativo complessivo annuo di CO₂ catturato è pari ad almeno 1,5 milioni di tonnellate, ai fini dello stoccaggio geologico a norma del decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico di biossido di carbonio;

18) Ogni modifica o estensione dei progetti elencati nel presente allegato, ove la modifica o l'estensione di per sé sono conformi agli eventuali limiti stabiliti nel presente allegato. “.

— Il testo dell'allegato III alla parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, citato nelle note alle premesse, come modificato del presente decreto, così recita:

“Allegato III - Progetti di competenza delle regioni e delle provincie autonome di Trento e di Bolzano

a) Recupero di suoli dal mare per una superficie che superi i 200 ettari.

b) Utilizzo non energetico di acque superficiali nei casi in cui la derivazione superi i 1.000 litri al secondo e di acque sotterranee ivi comprese acque minerali e termali, nei casi in cui la derivazione superi i 100 litri al secondo.

c) Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW;

c-bis) Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma, con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali;

d) Impianti industriali destinati:

- alla fabbricazione di pasta per carta a partire dal legno o da altre materie fibrose;

- alla fabbricazione di carta e cartoni con capacità di produzione superiore a 200 tonnellate al giorno.

e) Impianti chimici integrati, ossia impianti per la produzione su scala industriale, mediante processi di trasformazione chimica, di sostanze, in cui si trovano affiancate varie unità produttive funzionalmente connesse tra di loro:

- per la fabbricazione di prodotti chimici organici di base (progetti non inclusi nell'Allegato II);

- per la fabbricazione di prodotti chimici inorganici di base (progetti non inclusi nell'Allegato II);

- per la fabbricazione di fertilizzanti a base di fosforo, azoto, potassio (fertilizzanti semplici o composti) (progetti non inclusi nell'Allegato II);

- per la fabbricazione di prodotti di base fitosanitari e di biocidi;

- per la fabbricazione di prodotti farmaceutici di base mediante procedimento chimico o biologico;

- per la fabbricazione di esplosivi.

f) Trattamento di prodotti intermedi e fabbricazione di prodotti chimici per una capacità superiore alle 35.000 t/anno di materie prime lavorate.

g) Produzione di pesticidi, prodotti farmaceutici, pitture e vernici, elastomeri e perossidi, per insediamenti produttivi di capacità superiore alle 35.000 t/anno di materie prime lavorate.

h) Stoccaggio di petrolio, prodotti petroliferi, petrolchimici e chimici pericolosi, ai sensi della legge 29 maggio 1974, n. 256, e successive modificazioni, con capacità complessiva superiore a 40.000 m³.

h-bis Stoccaggio di gas naturale liquefatto, con capacità complessiva superiore a 20000 metri cubi.

i) Impianti per la concia del cuoio e del pellame qualora la capacità superi le 12 tonnellate di prodotto finito al giorno.

l) Porti turistici e da diporto quando lo specchio d'acqua è superiore a 10 ettari o le aree esterne interessate superano i 5 ettari oppure i moli sono di lunghezza superiore ai 500 metri.

m) Impianti di smaltimento e recupero di rifiuti pericolosi, mediante operazioni di cui all'Allegato B, lettere D1, D5, D9, D10 e D11, ed all'Allegato C, lettera R1, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

n) Impianti di smaltimento e recupero di rifiuti non pericolosi, con capacità superiore a 100 t/giorno, mediante operazioni di incenerimento o di trattamento di cui all'Allegato B, lettere D9, D10 e D11, ed all'Allegato C, lettera R1, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

o) Impianti di smaltimento dei rifiuti non pericolosi mediante operazioni di raggruppamento o ricondizionamento preliminari e deposito preliminare, con capacità superiore a 200 t/giorno (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D13 e D14, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

p) Discariche di rifiuti urbani non pericolosi con capacità complessiva superiore a 100.000 m³ (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D1 e D5, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152): discariche di rifiuti speciali non pericolosi (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D1 e D5, della parte quarta del decreto legislativo n. 152/2006), ad esclusione delle discariche per inerti con capacità complessiva sino a 100.000 m³.

q) Impianti di smaltimento di rifiuti non pericolosi mediante operazioni di deposito preliminare, con capacità superiore a 150.000 m³ oppure con capacità superiore a 200 t/giorno (operazioni di cui all'Allegato B, lettera D15, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

r) Impianti di depurazione delle acque con potenzialità superiore a 100.000 abitanti equivalenti.

s) Cave e torbiere con più di 500.000 m³/a di materiale estratto o di un'area interessata superiore a 20 ettari.

t) Dighe ed altri impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque in modo durevole, ai fini non energetici, di altezza superiore a 10 m e/o di capacità superiore a 100.000 m³, con esclusione delle opere di confinamento fisico finalizzate alla messa in sicurezza dei siti inquinati.

u) Attività di coltivazione sulla terraferma delle sostanze minerali di miniera di cui all'art. 2, comma 2 del regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443.

v) Attività di coltivazione sulla terraferma delle risorse geotermiche, con esclusione degli impianti geotermici pilota di cui all'art. 1, comma 3-bis, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, e successive modificazioni.

z) Elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica, non facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale, con tensione nominale superiore 100 kV con tracciato di lunghezza superiore a 10 km.

aa) Impianti di smaltimento di rifiuti mediante operazioni di iniezione in profondità, lagunaggio, scarico di rifiuti solidi nell'ambiente idrico, compreso il seppellimento nel sottosuolo marino, deposito permanente (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D3, D4, D6, D7 e D12, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

ab) Stoccaggio di gas combustibili in serbatoi sotterranei artificiali con una capacità complessiva superiore a 80.000 m³.

ac) Impianti per l'allevamento intensivo di pollame o di suini con più di:

- 85.000 posti per polli da ingrasso, 60.000 posti per galline;

- 3.000 posti per suini da produzione (di oltre 30 kg) o

- 900 posti per scrofe.

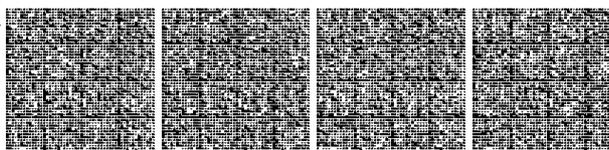
ad) Impianti destinati a ricavare metalli grezzi non ferrosi da minerali, nonché concentrati o materie prime secondarie attraverso procedimenti metallurgici, chimici o elettrolitici.

ae) Sistemi di ricarica artificiale delle acque freatiche in cui il volume annuale dell'acqua ricaricata sia superiore a 10 milioni di metri cubi.

af) Opere per il trasferimento di risorse idriche tra bacini imbriferi inteso a prevenire un'eventuale penuria di acqua, per un volume di acque trasferite superiore a 100 milioni di metri cubi all'anno. In tutti gli altri casi, opere per il trasferimento di risorse idriche tra bacini imbriferi con un'erogazione media pluriennale del bacino in questione superiore a 2.000 milioni di metri cubi all'anno e per un volume di acque trasferite superiore al 5%(percento) di detta erogazione. In entrambi i casi sono esclusi i trasferimenti di acqua potabile convogliata in tubazioni.

af-bis) Impianti per la cattura di flussi di CO₂ provenienti da impianti che rientrano nel presente allegato.

ag) Ogni modifica o estensione dei progetti elencati nel presente allegato, ove la modifica o l'estensione di per sé sono conformi agli eventuali limiti stabiliti nel presente allegato.”.



Note all'art. 15:

— Il testo dell'art. 4 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 4 (L). Regolamenti edilizi comunali (legge 17 agosto 1942, n. 1150, art. 33)

1. Il regolamento che i comuni adottano ai sensi dell'art. 2, comma 4, deve contenere la disciplina delle modalità costruttive, con particolare riguardo al rispetto delle normative tecnico-estetiche, igienico-sanitarie, di sicurezza e vivibilità degli immobili e delle pertinenze degli stessi.

1-bis.

1-ter. Entro il 31 dicembre 2017, i Comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, nonché per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, la predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso e, relativamente ai soli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative, per un numero di spazi a parcheggio e box auto non inferiore al 20 per cento di quelli totali.

1-quater. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 1-ter del presente articolo, le regioni applicano, in relazione ai titoli abilitativi edilizi difforni da quanto ivi previsto, i poteri inibitori e di annullamento stabiliti nelle rispettive leggi regionali o, in difetto di queste ultime, provvedono ai sensi dell'art. 39.

1-quinquies. Le disposizioni di cui ai commi 1-ter e 1-quater non si applicano agli immobili di proprietà delle amministrazioni pubbliche.

1-sexies. Il Governo, le regioni e le autonomie locali, in attuazione del principio di leale collaborazione, concludono in sede di Conferenza unificata accordi ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, o intese ai sensi dell'art. 8 della legge 5 giugno 2003, n. 131, per l'adozione di uno schema di regolamento edilizio-tipo, al fine di semplificare e uniformare le norme e gli adempimenti. Ai sensi dell'art. 117, secondo comma, lettere e) e m), della Costituzione, tali accordi costituiscono livello essenziale delle prestazioni, concernenti la tutela della concorrenza e i diritti civili e sociali che devono essere garantiti su tutto il territorio nazionale. Il regolamento edilizio-tipo, che indica i requisiti prestazionali degli edifici, con particolare riguardo alla sicurezza e al risparmio energetico, è adottato dai comuni nei termini fissati dai suddetti accordi, comunque entro i termini previsti dall'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni.

2. Nel caso in cui il comune intenda istituire la Commissione edilizia, il regolamento indica gli interventi sottoposti al preventivo parere di tale organo consultivo.”

— Il testo dell'art. 17-quinquies del decreto - legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 17-quinquies. Semplificazione dell'attività edilizia e diritto ai punti di ricarica

1. Al comma 2 dell'art. 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, sono premessi i seguenti:

«1-ter. Entro il 1° giugno 2014, i comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia, l'installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso.

1-quater. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 1-ter del presente articolo, le regioni applicano, in relazione ai titoli abilitativi edilizi difforni da quanto ivi previsto, i poteri inibitori e di annullamento stabiliti nelle rispettive leggi regionali o, in difetto di queste ultime, provvedono ai sensi dell'art. 39.

1-quinquies. Le disposizioni di cui ai commi 1-ter e 1-quater non si applicano agli immobili di proprietà delle amministrazioni pubbliche».

2. Fatto salvo il regime di cui all'art. 1102 del codice civile, le opere edilizie per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica dei veicoli in edifici in condominio sono approvate dall'assemblea di condominio, in prima o in seconda convocazione, con le maggioranze previste dall'art. 1136, primo, secondo e terzo comma del codice civile.

3. Nel caso in cui il condominio rifiuti di assumere, o non assuma entro tre mesi dalla richiesta fatta per iscritto, le deliberazioni di cui al comma 2, il condomino interessato può installare, a proprie spese, i dispositivi di cui al citato comma 2, secondo le modalità ivi previste. Resta fermo quanto disposto dagli articoli 1120, secondo comma, e 1121, terzo comma, del codice civile.”

— Il testo dell'art. 17-terdecies del decreto - legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 17-terdecies. Norme per il sostegno e lo sviluppo della ricarica elettrica dei veicoli circolanti

1. Per le modifiche delle caratteristiche costruttive e funzionali dei veicoli in circolazione delle categorie internazionali L, M e N1, consistenti nella trasformazione degli stessi in veicoli il cui motore sia ad esclusiva trazione elettrica, si applica l'art. 75, comma 3-bis, del codice della strada, di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285.

2. Sino all'adozione dei decreti di cui al comma 1, si applicano i medesimi sistemi, componenti identità tecniche, nonché le idonee procedure per la loro installazione quali elementi di sostituzione o di integrazione di parti dei veicoli, su tipi di autovetture e motocicli nuovi in circolazione.”

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 2012, n. 134 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 23 del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5 (Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo) pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 9 febbraio 2012, n. 33, S.O., come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 23. Autorizzazione unica in materia ambientale per le piccole e medie imprese

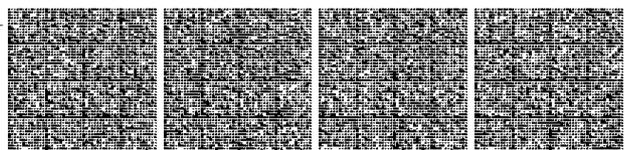
1. Ferme restando le disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale di cui al titolo 3-bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, al fine di semplificare le procedure e ridurre gli oneri per le PMI e per gli impianti non soggetti alle citate disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale, anche sulla base dei risultati delle attività di misurazione degli oneri amministrativi di cui all'art. 25 del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, il Governo è autorizzato ad emanare un regolamento ai sensi dell'art. 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministro per la pubblica amministrazione e la semplificazione e del Ministro dello sviluppo economico, sentita la Conferenza unificata di cui al decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, volto a disciplinare l'autorizzazione unica ambientale e a semplificare gli adempimenti amministrativi delle piccole e medie imprese e degli impianti non soggetti alle disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale, in base ai seguenti principi e criteri direttivi, nel rispetto di quanto previsto dagli articoli 20, 20-bis e 20-ter, della legge 15 marzo 1997, n. 59, e successive modificazioni:

a) l'autorizzazione sostituisce ogni atto di comunicazione, notifica ed autorizzazione previsto dalla legislazione vigente in materia ambientale;

b) l'autorizzazione unica ambientale è rilasciata da un unico ente;

c) il procedimento deve essere improntato al principio di proporzionalità degli adempimenti amministrativi in relazione alla dimensione dell'impresa e al settore di attività, nonché all'esigenza di tutela degli interessi pubblici e non dovrà comportare l'introduzione di maggiori oneri a carico delle imprese.

2. Il regolamento di cui al comma 1 è emanato entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e dalla data di entrata in vigore del medesimo regolamento sono identificate le norme, anche di legge, regolatrici dei relativi procedimenti che sono abrogate dalla data di entrata in vigore del medesimo regolamento.



2-bis. La realizzazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici è sottoposta alla disciplina della segnalazione certificata di inizio attività di cui all'art. 19 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni.

2-ter. *Con decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da emanarsi entro trenta giorni, sono individuate le dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché gli elaborati tecnici da presentare a corredo della segnalazione certificata di inizio attività di cui al comma 2-bis.*”.

Note all'art. 16:

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 17:

— Il testo dell'art. 158 del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 158. Divieto di fermata e di sosta dei veicoli

1. La fermata e la sosta sono vietate:

a) in corrispondenza o in prossimità dei passaggi a livello e sui binari di linee ferroviarie o tramviarie o così vicino ad essi da intralciarne la marcia;

b) nelle gallerie, nei sottovia, sotto i sovrappassaggi, sotto i fornicci e i portici, salvo diversa segnalazione;

c) sui dossi e nelle curve e, fuori dei centri abitati e sulle strade urbane di scorrimento, anche in loro prossimità;

d) in prossimità e in corrispondenza di segnali stradali verticali e semaforici in modo da occultarne la vista, nonché in corrispondenza dei segnali orizzontali di preselezione e lungo le corsie di canalizzazione;

e) fuori dei centri abitati, sulla corrispondenza e in prossimità delle aree di intersezione;

f) nei centri abitati, sulla corrispondenza delle aree di intersezione e in prossimità delle stesse a meno di 5 m dal prolungamento del bordo più vicino della carreggiata trasversale, salvo diversa segnalazione;

g) sui passaggi e attraversamenti pedonali e sui passaggi per ciclisti, nonché sulle piste ciclabili e agli sbocchi delle medesime;

h) sui marciapiedi, salvo diversa segnalazione;

h-bis) *negli spazi riservati alla fermata e alla sosta dei veicoli elettrici in ricarica.*

2. La sosta di un veicolo è inoltre vietata:

a) allo sbocco dei passi carrabili;

b) dovunque venga impedito di accedere ad un altro veicolo regolarmente in sosta, oppure lo spostamento di veicoli in sosta;

c) in seconda fila, salvo che si tratti di veicoli a due ruote, due ciclomotori a due ruote o due motocicli;

d) negli spazi riservati allo stazionamento e alla fermata degli autobus, dei filobus e dei veicoli circolanti su rotaia e, ove questi non siano delimitati, a una distanza dal segnale di fermata inferiore a 15 m, nonché negli spazi riservati allo stazionamento dei veicoli in servizio di piazza;

e) sulle aree destinate al mercato e ai veicoli per il carico e lo scarico di cose, nelle ore stabilite;

f) sulle banchine, salvo diversa segnalazione;

g) negli spazi riservati alla fermata o alla sosta dei veicoli per persone invalide di cui all'art. 188 e in corrispondenza degli scivoli o dei raccordi tra i marciapiedi, rampe o corridoi di transito e la carreggiata utilizzati dagli stessi veicoli;

h) nelle corsie o carreggiate riservate ai mezzi pubblici;

i) nelle aree pedonali urbane;

l) nelle zone a traffico limitato per i veicoli non autorizzati;

m) negli spazi asserviti ad impianti o attrezzature destinate a servizi di emergenza o di igiene pubblica indicati dalla apposita segnaletica;

n) davanti ai cassonetti dei rifiuti urbani o contenitori analoghi;

o) limitatamente alle ore di esercizio, in corrispondenza dei distributori di carburante ubicati sulla sede stradale ed in loro prossimità sino a 5 m prima e dopo le installazioni destinate all'erogazione.

3. Nei centri abitati è vietata la sosta dei rimorchi quando siano staccati dal veicolo trainante, salvo diversa segnalazione.

4. Durante la sosta e la fermata il conducente deve adottare le opportune cautele atte a evitare incidenti ed impedire l'uso del veicolo senza il suo consenso.

5. Chiunque viola le disposizioni del comma 1 e delle lettere d), g) e h) del comma 2 è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 40 ad euro 164 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 85 ad euro 338 per i restanti veicoli.

6. Chiunque viola le altre disposizioni del presente articolo è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 24 ad euro 98 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 41 ad euro 169 per i restanti veicoli.

7. Le sanzioni di cui al presente articolo si applicano per ciascun giorno di calendario per il quale si protrae la violazione.”.

— Il testo dell'art. 8 della legge 5 giugno 2003, n. 131, citata nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 8. Attuazione dell'art. 120 della Costituzione sul potere sostitutivo.

1. Nei casi e per le finalità previsti dall'art. 120, secondo comma, della Costituzione, il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro competente per materia, anche su iniziativa delle Regioni o degli enti locali, assegna all'ente interessato un congruo termine per adottare i provvedimenti dovuti o necessari; decorso inutilmente tale termine, il Consiglio dei ministri, sentito l'organo interessato, su proposta del Ministro competente o del Presidente del Consiglio dei ministri, adotta i provvedimenti necessari, anche normativi, ovvero nomina un apposito commissario. Alla riunione del Consiglio dei ministri partecipa il Presidente della Giunta regionale della Regione interessata al provvedimento.

2. Qualora l'esercizio del potere sostitutivo si renda necessario al fine di porre rimedio alla violazione della normativa comunitaria, gli atti ed i provvedimenti di cui al comma 1 sono adottati su proposta del Presidente del Consiglio dei ministri o del Ministro per le politiche comunitarie e del Ministro competente per materia. L'art. 11 della legge 9 marzo 1989, n. 86, è abrogato.

3. Fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale, qualora l'esercizio dei poteri sostitutivi riguardi Comuni, Province o Città metropolitane, la nomina del commissario deve tenere conto dei principi di sussidiarietà e di leale collaborazione. Il commissario provvede, sentito il Consiglio delle autonomie locali qualora tale organo sia stato istituito.

4. Nei casi di assoluta urgenza, qualora l'intervento sostitutivo non sia procrastinabile senza mettere in pericolo le finalità tutelate dall'art. 120 della Costituzione, il Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro competente, anche su iniziativa delle Regioni o degli enti locali, adotta i provvedimenti necessari, che sono immediatamente comunicati alla Conferenza Stato-Regioni o alla Conferenza Stato-Città e autonomie locali, allargata ai rappresentanti delle Comunità montane, che possono chiederne il riesame.

5. I provvedimenti sostitutivi devono essere proporzionati alle finalità perseguite.

6. Il Governo può promuovere la stipula di intese in sede di Conferenza Stato-Regioni o di Conferenza unificata, dirette a favorire l'armonizzazione delle rispettive legislazioni o il raggiungimento di posizioni unitarie o il conseguimento di obiettivi comuni; in tale caso è esclusa l'applicazione dei commi 3 e 4 dell'art. 3 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281. Nelle materie di cui all'art. 117, terzo e quarto comma, della Costituzione non possono essere adottati gli atti di indirizzo e di coordinamento di cui all'art. 8 della legge 15 marzo 1997, n. 59, e all'art. 4 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112.”.

Note all'art. 18:

— Il testo dell'art. 11 della legge 23 dicembre 1992, n. 498, citata nelle note alle premesse, così recita:

“Art. 11. 1. Il Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), su proposta del Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, emana direttive per la concessione della garanzia dello Stato di cui all'art. 3 della legge 24 luglio 1961, n. 729, come da ultimo sostituito dall'art. 9 della legge 28 aprile 1971, n. 287, per la revisione delle convenzioni e degli atti aggiuntivi che disciplinano le concessioni autostradali, nonché per la revisione, a partire dall'anno 1994, delle tariffe autostradali, tenuto conto dei piani finanziari, delle variazioni del costo della vita, dei volumi del traffico e dei dati scaturiti dagli indicatori di produttività.



2. Le tariffe di pedaggio autostradale sono fissate, conformemente alle direttive del CIPE, con decreto del Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica.

3. Il Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, è autorizzato a modificare, con proprio decreto, l'entità dei sovrapprezzi di cui all'art. 11, comma 2, della legge 29 dicembre 1990, n. 407, e a determinare, conformemente alle direttive del CIPE, nell'ambito della viabilità primaria ed autostradale, criteri e finalità di utilizzo di detti sovrapprezzi, sentite le competenti commissioni parlamentari.

4. Il Ministro dei lavori pubblici indica, con proprio decreto, il quadro informativo dei dati economici, finanziari, tecnici e gestionali che le società concessionarie devono annualmente trasmettere all'Azienda nazionale autonoma delle strade (ANAS).

5. Le società concessionarie autostradali sono soggette ai seguenti obblighi:

a) certificare il bilancio, anche se non quotate in borsa, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 31 marzo 1975, n. 136, in quanto applicabile;

b) mantenere adeguati requisiti di solidità patrimoniale, come individuati nelle convenzioni;

c) provvedere, nel caso di concessionari che non sono amministrazioni aggiudicatrici, agli affidamenti a terzi di lavori nel rispetto delle disposizioni di cui agli articoli 142, comma 4, e 253, comma 25, del codice di cui al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163;

d) sottoporre gli schemi dei bandi di gara delle procedure di aggiudicazione all'approvazione di ANAS Spa, che deve pronunciarsi entro trenta giorni dal loro ricevimento: in caso di inutile decorso del termine si applica l'art. 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241; vietare la partecipazione alle gare per l'affidamento di lavori alle imprese comunque collegate ai concessionari, che siano realizzatrici della relativa progettazione. Di conseguenza, cessa di avere applicazione, a decorrere dal 3 ottobre 2006, la deliberazione del Consiglio dei ministri in data 16 maggio 1997, relativa al divieto di partecipazione all'azionariato stabile di Autostrade Spa di soggetti che operano in prevalenza nei settori delle costruzioni e della mobilità;

e) prevedere nel proprio statuto idonee misure atte a prevenire i conflitti di interesse degli amministratori, e, per gli stessi, speciali requisiti di onorabilità e professionalità, nonché, per almeno alcuni di essi, di indipendenza;

f) nei casi di cui alle lettere c) e d), le commissioni di gara per l'aggiudicazione dei contratti sono nominate dal Ministro delle infrastrutture. Restano fermi i poteri di vigilanza dell'Autorità di cui all'art. 6 del codice di cui al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163. La composizione del consiglio dell'Autorità è aumentata di due membri con oneri a carico del suo bilancio. Il presidente dell'Autorità è scelto fra i componenti del consiglio.

5-bis. Con decreto del Ministro delle infrastrutture sono stabiliti i casi in cui i progetti relativi alle opere da realizzare da parte di ANAS S.p.a. e delle altre concessionarie devono essere sottoposte al parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici per la loro valutazione tecnico-economica.

5-ter. L'affidamento dei servizi di distribuzione carbolubrificanti e delle attività commerciali e ristorative nelle aree di servizio delle reti autostradali, in deroga rispetto a quanto previsto nelle lettere c) ed f) del comma 5, avviene secondo i seguenti principi:

a) verifica preventiva della sussistenza delle capacità tecnico-organizzative ed economiche dei concorrenti allo scopo di garantire un adeguato livello e la regolarità del servizio, secondo quanto disciplinato dalla normativa di settore;

b) valutazione delle offerte dei concorrenti che valorizzino l'efficienza, la qualità e la varietà dei servizi, gli investimenti in coerenza con la durata degli affidamenti e la pluralità dei marchi. I processi di selezione devono assicurare una prevalente importanza al progetto tecnico-commerciale rispetto alle condizioni economiche proposte;

c) modelli contrattuali idonei ad assicurare la competitività dell'offerta in termini di qualità e disponibilità dei servizi nonché dei prezzi dei prodotti oil e non oil.

6. Sono abrogate le disposizioni di cui all'art. 15, quinto comma, lettera a), della legge 12 agosto 1982, n. 531, e le disposizioni di cui all'art. 11, comma 3, della legge 29 dicembre 1990, n. 407.

— Per i riferimenti normativi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 21:

— Il testo dell'art. 17-septies del citato decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83, come modificato dal presente decreto, così recita:

“Art. 17-septies. Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica

1. Al fine di garantire in tutto il territorio nazionale i livelli minimi uniformi di accessibilità del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, è approvato il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di seguito denominato “Piano nazionale”.

2. (abrogato).

3. Il Piano nazionale ha ad oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nonché interventi di recupero del patrimonio edilizio finalizzati allo sviluppo delle medesime reti.

4. Il Piano nazionale definisce le linee guida per garantire lo sviluppo unitario del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nel territorio nazionale, sulla base di criteri oggettivi che tengono conto dell'effettivo fabbisogno presente nelle diverse realtà territoriali, valutato sulla base dei concorrenti profili della congestione di traffico veicolare privato, della criticità dell'inquinamento atmosferico e dello sviluppo della rete stradale urbana ed extraurbana e di quella autostradale. In particolare, il Piano nazionale prevede:

a) l'istituzione di un servizio di ricarica dei veicoli, a partire dalle aree urbane, applicabile nell'ambito del trasporto privato e pubblico e conforme agli omologhi servizi dei Paesi dell'Unione europea, al fine di garantirne l'interoperabilità in ambito internazionale;

b) l'introduzione di procedure di gestione del servizio di ricarica di cui alla lettera a) basate sulle peculiarità e sulle potenzialità delle infrastrutture relative ai contatori elettronici, con particolare attenzione:

1) all'assegnazione dei costi di ricarica al cliente che la effettua, identificandolo univocamente;

2) alla predisposizione di un sistema di tariffe differenziate;

3) alla regolamentazione dei tempi e dei modi di ricarica, coniugando le esigenze dei clienti con l'ottimizzazione delle disponibilità della rete elettrica, assicurando la realizzazione di una soluzione compatibile con le regole del libero mercato che caratterizzano il settore elettrico;

c) l'introduzione di agevolazioni, anche amministrative, in favore dei titolari e dei gestori degli impianti di distribuzione del carburante per l'ammodernamento degli impianti attraverso la realizzazione di infrastrutture di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica;

d) la realizzazione di programmi integrati di promozione dell'adeguamento tecnologico degli edifici esistenti;

e) la promozione della ricerca tecnologica volta alla realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

5. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti promuove la stipulazione di appositi accordi di programma, approvati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del CIPE, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, al fine di concentrare gli interventi previsti dal comma 4 nei singoli contesti territoriali in funzione delle effettive esigenze, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati, ivi comprese le società di distribuzione dell'energia elettrica. Decorsi novanta giorni senza che sia stata raggiunta la predetta intesa, gli accordi di programma possono essere comunque approvati.

6. Per la migliore realizzazione dei programmi integrati di cui al comma 4, lettera d), i comuni e le province possono associarsi ai sensi del testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. I programmi integrati sono dichiarati di interesse strategico nazionale e alla loro attuazione si provvede secondo la normativa vigente.

7. I comuni possono accordare l'esonero e le agevolazioni in materia di tassa per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche stabiliti dall'art. 1, comma 4, della legge 27 dicembre 1997, n. 449, in favore dei proprietari di immobili che eseguono interventi diretti all'installazione e



all'attivazione di infrastrutture di ricarica elettrica veicolare dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

8. Ai fini del finanziamento del Piano nazionale, è istituito nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti un apposito fondo, con una dotazione pari a 20 milioni di euro per l'anno 2013 e a 15 milioni di euro per ciascuno degli anni 2014 e 2015.

9. A valere sulle risorse di cui al comma 8, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti partecipa al cofinanziamento, fino a un massimo del 50 per cento delle spese sostenute per l'acquisto e per l'installazione degli impianti, dei progetti presentati dalle regioni e dagli enti locali relativi allo sviluppo delle reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli nell'ambito degli accordi di programma di cui al comma 5.

10. Ai fini del tempestivo avvio degli interventi prioritari e immediatamente realizzabili, previsti in attuazione del Piano nazionale, parte del fondo di cui al comma 8, per un ammontare pari a 5 milioni di euro per l'anno 2013, è destinata alla risoluzione delle più rilevanti esigenze nelle aree urbane ad alta congestione di traffico. Alla ripartizione di tale importo tra le regioni interessate si provvede con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo accordo in sede di Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano.”

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 2012, n. 134 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 23:

— Il testo del comma 110 dell'art. 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, citata nelle note alle premesse, così recita:

“110. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge le spese per le attività svolte dagli uffici della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero delle attività produttive, quali autorizzazioni, permessi o concessioni, volte alla realizzazione e alla verifica di impianti e di infrastrutture energetiche di competenza statale il cui valore sia di entità superiore a 5 milioni di euro, salvo esclusione disposta con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro delle attività produttive, per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, sono poste a carico del soggetto richiedente tramite il versamento di un contributo di importo non superiore allo 1 per mille del valore delle opere da realizzare. L'obbligo di versamento non si applica agli impianti o alle infrastrutture per i quali alla data di entrata in vigore della presente legge si sia già conclusa l'istruttoria.”

— Il testo dell'art. 30 della legge 24 dicembre 2012, n. 234, citata nelle note all'art. 13, così recita:

“Art. 30. Contenuti della legge di delegazione europea e della legge europea

1. La legge di delegazione europea e la legge europea, di cui all'art. 29, assicurano il periodico adeguamento dell'ordinamento nazionale all'ordinamento dell'Unione europea.

2. La legge di delegazione europea, al fine dell'adempimento degli obblighi di cui all'art. 1, reca:

a) disposizioni per il conferimento al Governo di delega legislativa volta esclusivamente all'attuazione delle direttive europee e delle decisioni quadro da recepire nell'ordinamento nazionale, esclusa ogni altra disposizione di delegazione legislativa non direttamente riconducibile al recepimento degli atti legislativi europei;

b) disposizioni per il conferimento al Governo di delega legislativa, diretta a modificare o abrogare disposizioni statali vigenti, limitatamente a quanto indispensabile per garantire la conformità dell'ordinamento nazionale ai pareri motivati indirizzati all'Italia dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 258 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea o al dispositivo di sentenze di condanna per inadempimento emesse dalla Corte di giustizia dell'Unione europea;

c) disposizioni che autorizzano il Governo a recepire in via regolamentare le direttive, sulla base di quanto previsto dall'art. 35;

d) delega legislativa al Governo per la disciplina sanzionatoria di violazioni di atti normativi dell'Unione europea, secondo quanto disposto dall'art. 33;

e) delega legislativa al Governo limitata a quanto necessario per dare attuazione a eventuali disposizioni non direttamente applicabili contenute in regolamenti europei;

f) disposizioni che, nelle materie di competenza legislativa delle regioni e delle province autonome, conferiscono delega al Governo per l'emanazione di decreti legislativi recanti sanzioni penali per la violazione delle disposizioni dell'Unione europea recepite dalle regioni e dalle province autonome;

g) disposizioni che individuano i principi fondamentali nel rispetto dei quali le regioni e le province autonome esercitano la propria competenza normativa per recepire o per assicurare l'applicazione di atti dell'Unione europea nelle materie di cui all'art. 117, terzo comma, della Costituzione;

h) disposizioni che, nell'ambito del conferimento della delega legislativa per il recepimento o l'attuazione degli atti di cui alle lettere a), b) ed e), autorizzano il Governo a emanare testi unici per il riordino e per l'armonizzazione di normative di settore, nel rispetto delle competenze delle regioni e delle province autonome;

i) delega legislativa al Governo per l'adozione di disposizioni integrative e correttive dei decreti legislativi emanati ai sensi dell'art. 31, commi 5 e 6.

3. La legge europea reca:

a) disposizioni modificative o abrogative di disposizioni statali vigenti in contrasto con gli obblighi indicati all'art. 1;

b) disposizioni modificative o abrogative di disposizioni statali vigenti oggetto di procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea nei confronti della Repubblica italiana o di sentenze della Corte di giustizia dell'Unione europea;

c) disposizioni necessarie per dare attuazione o per assicurare l'applicazione di atti dell'Unione europea;

d) disposizioni occorrenti per dare esecuzione ai trattati internazionali conclusi nel quadro delle relazioni esterne dell'Unione europea;

e) disposizioni emanate nell'esercizio del potere sostitutivo di cui all'art. 117, quinto comma, della Costituzione, in conformità ai principi e nel rispetto dei limiti di cui all'art. 41, comma 1, della presente legge.

4. Gli oneri relativi a prestazioni e a controlli da eseguire da parte di uffici pubblici, ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'Unione europea di cui alla legge di delegazione europea per l'anno di riferimento e alla legge europea per l'anno di riferimento, sono posti a carico dei soggetti interessati, ove ciò non risulti in contrasto con la disciplina dell'Unione europea, secondo tariffe determinate sulla base del costo effettivo del servizio reso. Le tariffe di cui al primo periodo sono predefinite e pubbliche.

5. Le entrate derivanti dalle tariffe determinate ai sensi del comma 4 sono attribuite, nei limiti previsti dalla legislazione vigente, alle amministrazioni che effettuano le prestazioni e i controlli, mediante ripartizione ai sensi del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 10 novembre 1999, n. 469.”

— Il testo dell'art. 11 del regolamento al codice della navigazione di cui al regio decreto 30 marzo 1942, n. 327, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 aprile 1942, n. 93, ediz. spec., così recita:

“Art. 11. (Legge regolatrice della contribuzione alle avarie comuni). La contribuzione alle avarie comuni è regolata dalla legge nazionale della nave o dell'aeromobile.”

17G00005



pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca



pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca



MODALITÀ PER LA VENDITA

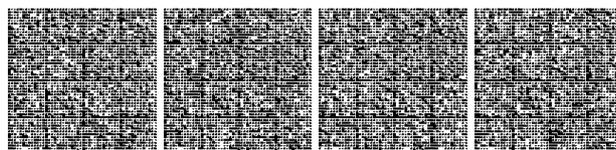
La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **presso il punto vendita dell'Istituto in piazza G. Verdi, 1 - 00198 Roma ☎ 06-8549866**
- **presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sui siti www.ipzs.it e www.gazzettaufficiale.it.**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.
Vendita Gazzetta Ufficiale
Via Salaria, 691
00138 Roma
fax: 06-8508-3466
e-mail: informazioni@gazzettaufficiale.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.



pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca




GAZZETTA UFFICIALE
 DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO (salvo conguaglio)
validi a partire dal 1° OTTOBRE 2013

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

		<u>CANONE DI ABBONAMENTO</u>
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari: (di cui spese di spedizione € 257,04)* (di cui spese di spedizione € 128,52)*	- annuale € 438,00 - semestrale € 239,00
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale: (di cui spese di spedizione € 19,29)* (di cui spese di spedizione € 9,64)*	- annuale € 68,00 - semestrale € 43,00
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della UE: (di cui spese di spedizione € 41,27)* (di cui spese di spedizione € 20,63)*	- annuale € 168,00 - semestrale € 91,00
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali: (di cui spese di spedizione € 15,31)* (di cui spese di spedizione € 7,65)*	- annuale € 65,00 - semestrale € 40,00
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni: (di cui spese di spedizione € 50,02)* (di cui spese di spedizione € 25,01)*	- annuale € 167,00 - semestrale € 90,00
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali: (di cui spese di spedizione € 383,93)* (di cui spese di spedizione € 191,46)*	- annuale € 819,00 - semestrale € 431,00

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A ed F comprende gli indici mensili

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI

(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita: serie generale	€ 1,00
serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
fascicolo serie speciale, <i>concorsi</i> , prezzo unico	€ 1,50
supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

PARTE I - 5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI PUBBLICI

(di cui spese di spedizione € 129,11)* - annuale € **302,47**
(di cui spese di spedizione € 74,42)* - semestrale € **166,36**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 40,05)* - annuale € **86,72**
(di cui spese di spedizione € 20,95)* - semestrale € **55,46**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,01 (€ 0,83 + IVA)

Sulle pubblicazioni della 5ª Serie Speciale e della Parte II viene imposta I.V.A. al 22%.

Si ricorda che, in applicazione della legge 190 del 23 dicembre 2014 articolo 1 comma 629, gli enti dello Stato ivi specificati sono tenuti a versare all'Istituto solo la quota imponibile relativa al canone di abbonamento sottoscritto. Per ulteriori informazioni contattare la casella di posta elettronica abbonamenti@gazzettaufficiale.it.

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo € **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5% € **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00

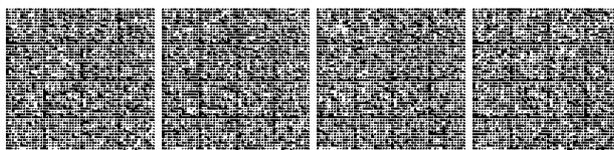
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero, i prezzi di vendita (in abbonamento ed a fascicoli separati) anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale, i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi anche ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli vengono stabilite di volta in volta in base alle copie richieste. Eventuali fascicoli non recapitati potranno essere forniti gratuitamente entro 60 giorni dalla data di pubblicazione del fascicolo. Oltre tale periodo questi potranno essere forniti soltanto a pagamento.

N.B. - La spedizione dei fascicoli inizierà entro 15 giorni dall'attivazione da parte dell'Ufficio Abbonamenti Gazzetta Ufficiale.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI COMMERCIALI APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

* tariffe postali di cui alla Legge 27 febbraio 2004, n. 46 (G.U. n. 48/2004) per soggetti iscritti al R.O.C.



pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca



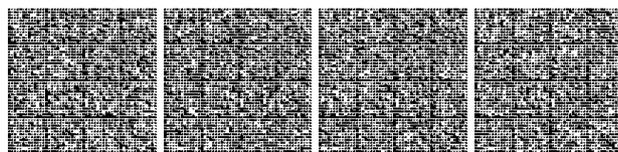
pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca pagina bianca





* 4 5 - 4 1 0 2 0 1 1 7 0 1 1 3 *

€ 12,00



DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 7

DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA- IL CATALOGO DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE

DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA

Il Catalogo delle tecnologie energetiche



DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA

Il Catalogo delle tecnologie energetiche

DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA
Il Catalogo delle tecnologie energetiche

a cura di: Alessandra Sanson - CNR e Laura Gaetana Giuffrida - ENEA

2017 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile

ISBN: 978-88-8286-349-4

Progetto grafico: Cristina Lanari - ENEA

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – Frascati

PREMESSA

Il quadro europeo del Pacchetto Clima-Energia approvato nel 2014 sotto la Presidenza italiana dell'Ue prevede l'obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni di gas ad effetto serra dell'Unione Europea di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990.

Per raggiungere questo obiettivo:

- i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione ETS (termoelettrico e industriale ad alto consumo energetico) dovranno ridurre le emissioni del 43% rispetto al 2005;*
- i settori non interessati dall' ETS (trasporti, edifici, agricoltura, rifiuti) dovranno ridurre le emissioni del 30% rispetto al 2005 e ciò dovrà essere tradotto in singoli obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri.*

L'Unione Europea fissa, inoltre, l'obiettivo di portare la quota di consumo energetico finale soddisfatto da fonti rinnovabili al 27% entro il 2030. Inoltre la proposta di nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica prevede, per il periodo 2021-2030, un risparmio minimo dell'1,5% all'anno calcolato sui volumi dei consumi finali del periodo 2016-2018.

La lotta ai cambiamenti climatici e la conseguente decarbonizzazione del nostro sistema economico rendono, quindi, necessario attuare politiche strutturali sempre più ambiziose.

La sfida che ci attende nel prossimo decennio è la definizione di strategie idonee a mantenere, allo stesso tempo, la competitività del nostro sistema produttivo, costruendo nuove professionalità e nuove competenze, a proteggere la salute dei cittadini e a rispondere in modo adeguato alle grandi priorità ambientali.

Per fare ciò dovremo prevedere investimenti molto elevati ed attuare dei radicali mutamenti all'interno di interi settori produttivi: nella riconversione del sistema energetico con soluzioni che promuovano l'efficienza, nella rigenerazione urbana, nella produzione di energia che sfrutti le fonti rinnovabili di energia, nonché in una totale riorganizzazione della mobilità.

A livello nazionale è necessario avviare una profonda riconsiderazione del modo di produrre e di fare impresa.

La priorità è orientare e favorire in maniera sempre più decisa una crescita economica sostenibile, cioè attenta a tener conto dei costi ambientali, valorizzando le innovazioni e le soluzioni tecniche a minore impatto ambientale ed energeticamente più efficienti e rafforzare la transizione verso fonti energetiche rinnovabili.

In tal senso abbiamo l'obbligo di favorire e orientare gli investimenti verso l'adozione di tecnologie innovative e a basse emissioni anche nell'ottica di promuovere filiere produttive funzionali allo sviluppo economico del paese.

In questa prospettiva deve essere inquadrato il lavoro coordinato dall'ENEA e dal CNR di elaborazione del "Catalogo delle Tecnologie energetiche" che ha visto la partecipazione attiva di Amministrazioni Pubbliche, Università, Centri di Ricerca, Associazioni di categoria e imprese e che ha il pregio di aver riunito competenze e professionalità diverse e messo a sistema e valorizzato le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile.

L'obiettivo del Gruppo di lavoro è stato la realizzazione di un Catalogo "open source" contenente dati di tipo "qualitativo" e "quantitativo" sulle tecnologie energetiche e la loro applicazione nel settore industriale, dei trasporti e nel civile. Inoltre, nell'ottica di una loro diffusione e replicabilità, sono state raccolte informazioni sulle eccellenze italiane, sia pubbliche che private, e sulle migliori pratiche relative alle più importanti tecnologie per la decarbonizzazione.

I risultati di questo lavoro assumono un ruolo centrale anche in vista della elaborazione del prossimo "Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima", previsto dall'Unione per l'Energia, nell'ambito del quale dovrà essere fornito anche un quadro conoscitivo di riferimento a livello nazionale sui temi della "Ricerca e dell'innovazione".

Raffaele Tiscar

Capo di Gabinetto

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

INTRODUZIONE

Nell'ambito del "Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'economia", istituito presso la Presidenza del Consiglio, il Gruppo di Lavoro 2, coordinato dai due principali enti di ricerca del nostro Paese, CNR ed ENEA, aveva come compito quello di censire le migliori tecnologie energetiche utili all'avanzamento del processo di decarbonizzazione realizzando un data-base "open source" che fornisse una dettagliata disamina tecnica ed economica delle tecnologie energetiche disponibili, sia di offerta sia di uso finale.

Il lavoro richiesto non era quindi da intendersi come un "puro esercizio intellettuale", ma come un lavoro di reperimento critico dei dati disponibili nel nostro Paese, utile e complementare alla formulazione di scenari che sarebbero stati prodotti dal Gruppo di Lavoro 3, presente allo stesso tavolo.

I parametri richiesti per ognuna delle tecnologie individuate riguardavano:

- *i costi di investimento e i costi operativi;*
- *i potenziali di diffusione e le proiezioni di queste variabili al 2030 per tutte e per alcune al 2050, quando gli obblighi riguardanti la decarbonizzazione del sistema energetico del Paese saranno divenuti vincolanti e non più solo ipotetici.*

A conclusione del lavoro si è delineata la puntualizzazione di un ulteriore risultato in cui i parametri sono stati arricchiti da ulteriori informazioni di tipo qualitativo che hanno consentito di delineare un quadro conoscitivo di riferimento utile alla definizione della nuova "Strategia Energetica Nazionale".

Dalla dichiarata fruizione open source è nata l'idea di questa pubblicazione. Si tratta di un prodotto unico nel suo genere: un catalogo, ampio, autorevole e allo stesso tempo facilmente fruibile, delle più importanti tecnologie per la decarbonizzazione comprese quelle emergenti ma con alta potenzialità, che contiene informazioni anche sulle eccellenze nazionali e internazionali e sui principali impatti su sistema produttivo e ambiente.

La raccolta di queste informazioni non è stata semplice. È stato necessario definire un format in sinergia con tutti gli appartenenti al Gruppo di Lavoro 2 e agli altri Gruppi, in modo che tutti i partecipanti si uniformassero nella raccolta.

Per comodità di lettura, il lavoro è stato suddiviso in sei settori.

Rispetto agli obiettivi che ci erano stati richiesti, alla novità del lavoro e della impostazione metodologica, i tempi di realizzazione sono stati, con nostra soddisfazione, molto rapidi, anche in considerazione dell'ampia discussione e dell'ampio coinvolgimento di stakeholder di differente estrazione. Bisogna inoltre rimarcare che per i ricercatori del CNR, di ENEA e degli altri Enti, questa attività ha costituito un'occasione per stabilire una proficua e funzionale collaborazione creando condizioni per scambi continui e proficui, di informazioni sui temi energetico-ambientali. Queste forme di collaborazione non sono frequenti nel nostro Paese e, quindi, aver realizzato sinergie tra Enti differenti e organi dello Stato, come la Presidenza del Consiglio, è un ulteriore utile risultato al di là del valore scientifico del lavoro. Di tutto ciò siamo orgogliosi.

Gaetano Borrelli

Responsabile Unità Studi e Strategie - ENEA

Maurizio Peruzzini

Direttore Dipartimento Scienze Chimiche
e Tecnologie dei Materiali del CNR

IL TAVOLO SULLA DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA

Il Consiglio europeo del 23 – 24 ottobre 2014, nonché l'Accordo di Parigi dello scorso dicembre, hanno definito un quadro di riferimento internazionale al 2030 per le politiche su clima ed energia. Tali attività avviate a livello europeo e internazionale impattano sulle politiche relative all'energia e al clima dell'Italia e costituiscono la base per definire gli obiettivi e i target a medio e lungo termine di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra nonché di programmazione energetica nazionale.

Vista la complessità del tema e le implicazioni di carattere ambientale ed economico e le ricadute sulla competitività del sistema industriale italiano a gennaio del 2016, presso la Presidenza del Consiglio, è stato istituito il "Tavolo Tecnico della Decarbonizzazione dell'economia" finalizzato alla realizzazione di un "cruscotto di valutazione" che potesse essere utilizzato dalle Amministrazioni competenti nella pianificazione delle diverse politiche del Paese su clima ed energia (come ad esempio la "Strategia Energetica Nazionale"), anche nell'ottica di promuovere filiere tecnologiche e produttive funzionali allo sviluppo economico.

In tale ambito, le attività riassunte in questo volume, coordinate da ENEA e dal CNR con il sostanziale contributo di RSE nell'elaborazione delle schede raccolte nel catalogo, hanno potuto beneficiare della partecipazione di competenze e professionalità diverse necessarie per mettere a sistema e valorizzare le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile.

In particolare hanno partecipato al "Gruppo di Lavoro sui dati di input tecnologici", responsabile nell'ambito del tavolo tecnico sulla decarbonizzazione della elaborazione del presente Catalogo, fornendo il proprio prezioso contributo, i rappresentanti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del Ministero dello Sviluppo Economico, del Ministero dell'Università e della Ricerca, di Istat, Ispra, GSE, Politecnico di Milano, TERNA, SNAM, Confindustria, e i delegati italiani del SET-Plan europeo.

Un particolare ringraziamento alla Dr.ssa Annalidia Pansini per la sua azione di supporto e raccordo tra le varie istituzioni e per la continua assistenza nella definizione di obiettivi, strategie e azioni. Senza il suo costante impegno questo catalogo non avrebbe probabilmente mai visto luce.

Alessandra Sanson
CNR

Laura Gaetana Giuffrida
ENEA

INDICE SCHEDE TECNOLOGICHE

TECNOLOGIE DI GENERAZIONE CON FONTI TRADIZIONALI

Cicli combinati	11
Turbine a gas a ciclo semplice	15
Impianti USC a carbone	19
Impianti IGCC a carbone con CCS	23
Impianti Oxyfuel a carbone con CCS	29
Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)	33

SISTEMI COGENERATIVI

Motori a Combustione Interna	41
Microturbine a gas	45
Motori Stirling	49
Celle a combustibile	53

TECNOLOGIE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Eolico	63
Fotovoltaico	71
Fotovoltaico a concentrazione solare	81
Geotermico	91
Energia dalle correnti marine	99
Energia dal moto ondoso marino	105
Idroelettrico	113
Solare termodinamico	121
Solare termico per uso residenziale e industriale	129
Tecnologie termoelettriche (elettrocaloriche)	135
Conversione termochimica di biomasse	139
Digestori anaerobici di biomasse	147
Combustione diretta di rifiuti	155

SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO

Tecnologia CAES	161
Volani	165
Accumulo magnetico: SMES	169
Supercondensatori	175
Sistemi di accumulo elettrochimico	179
Sistemi di accumulo termico	185
Solar Fuels	191
Combustibili a basso tenore di carbonio	195

TECNOLOGIE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

Illuminazione	203
Pompe di calore	209
Isolamento chiusure opache	215
Chiusure trasparenti (serramenti)	221

ALTRE TECNOLOGIE

Tecnologie monitoraggio delle emissioni CO ₂ in atmosfera	229
--	-----

TECNOLOGIE DI GENERAZIONE CON FONTI TRADIZIONALI

DESCRIZIONE TECNICA

Un impianto a ciclo combinato è composto principalmente da un impianto di aspirazione e filtraggio dell'aria comburente, una turbina a gas, un Generatore di Vapore a Recupero (GVR), una turbina a vapore, un generatore elettrico o alternatore, il camino e il condensatore. La potenza della turbina a vapore è circa pari alla metà della potenza della turbina a gas. Negli impianti costruiti ex-novo la condensazione del vapore è spesso realizzata da condensatori ad aria. Nella Figura 1 è illustrato uno schema di principio di un impianto a ciclo combinato per sola generazione di energia elettrica con due gruppi turbogas.

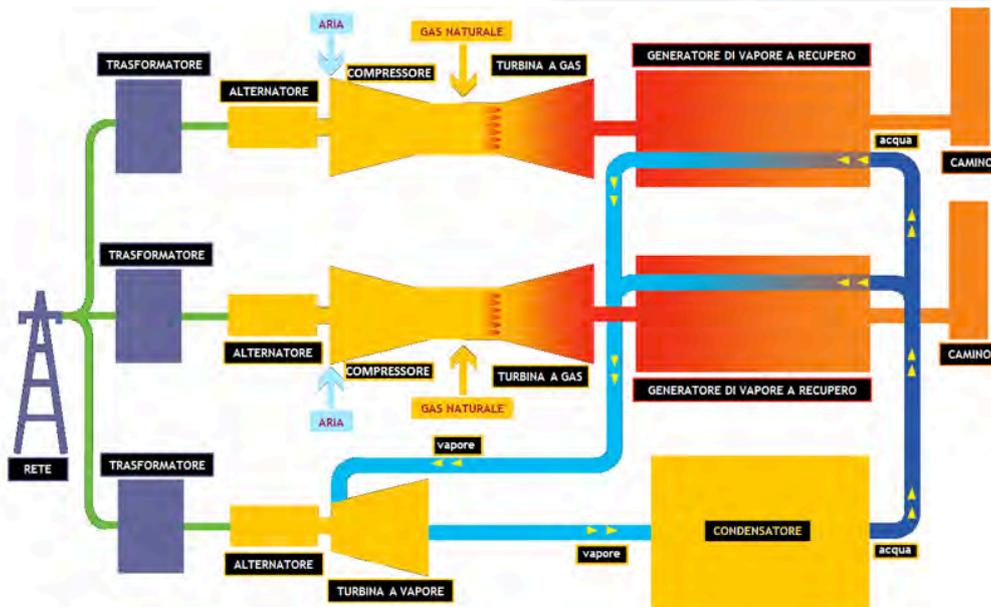


Figura 1 Schema di un impianto a ciclo combinato

In Italia, a partire dagli anni '80 (con un picco nel 2006+2007), gli impianti a ciclo combinato nella generazione di energia elettrica hanno soppiantato quelli in ciclo semplice. In molti casi, si è trattato di rifacimenti di centrali termoelettriche tradizionali ("repowering"), dove le caldaie sono state rimpiazzate dal GVR e la vecchia linea d'assi è stata riutilizzata per il ciclo a vapore con una turbina depotenziata. La potenza complessiva di impianti a ciclo combinato installata in Italia (sia per sola generazione di energia elettrica che per produzione combinata di elettricità e calore) si aggira intorno a 40 GW (2014), con tendenza negli ultimi anni ad una certa flessione.

Le turbine a gas dell'ultima generazione, turbine di classe H e J, hanno temperature dei gas all'ingresso che raggiungono i 1400÷1500 °C, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice e sono impiegate in cicli combinati con valori di efficienza che a regime raggiungono il 60%. La potenza elettrica netta della sola turbina a gas può superare i 300 MW; la turbina di maggior taglia arriva a 470 MW netti. L'installazione di macchine così avanzate incontra ancora qualche ostacolo che porta tuttora a preferire le turbine di tecnologia più collaudata. Tipicamente si configurano turbine a gas di 250÷270 MW, in impianti da circa 400 MW (configurazione "1+1") oppure da 800 MW complessivi (configurazione "2+1"), dove ha assunto una sempre maggiore rilevanza, considerate le mutate condizioni del mercato dell'energia elettrica, la possibilità di rispondere alle richieste di carico variabile in tempi brevi (flessibilizzazione).

I cicli combinati sono diffusi come impianti cogenerativi (CHP, Combined Heat and Power) in svariati settori industriali, nonché negli impianti civili di teleriscaldamento. Nel 2008 i cicli combinati coprivano circa l'80% della totale potenza efficiente netta installata degli impianti cogenerativi [1]; tale dato è confermato anche dalle statistiche relative ad impianti che hanno richiesto la qualifica CAR nel 2013, dove il dato si attesta all'84,8% [2]. Nel ciclo combinato cogenerativo, il GVR può essere corredato con un post-combustore, mentre la turbina a vapore può essere a spillamento o a controspensione.

La taglia tipica del ciclo combinato nel settore industriale non supera i 50 MW, con turbina a gas aeroderivativa e configurazione 1+1. Potenze installate maggiori si trovano nei grossi stabilimenti chimici o siderurgici. Negli impianti di teleriscaldamento dei grandi agglomerati urbani sono installati impianti cogenerativi anche da 400 MW o 800 MW.

L'applicazione di tecnologie Carbon and Capture Storage (CCS) ai cicli combinati, specialmente con cattura post combustione, è possibile ed è stata oggetto di studi per abbattere i costi, in particolare negli Stati Uniti, ma non trova ad oggi applicazioni note su scala industriale.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Un'indagine on-line [3] sugli impianti a gas installati nei principali paesi europei e adibiti a sola generazione di energia elettrica ha permesso di censire 6 gruppi a ciclo combinato in Germania, 9 in Francia, 55 nel Regno Unito e 58 in Spagna. Alcuni di queste unità sono probabilmente obsolete e forse dismesse.

In Germania si è rilevato un numero significativo di impianti a ciclo combinato cogenerativi anche con macchine di taglia medio-grande.

Non risulta essere in atto né proposto in Europa alcun progetto dimostrativo su scala di qualche significatività industriale relativamente a impianti a ciclo combinato con CCS [7].

Il progetto pilota più prossimo alla CCS post-combustione è stato realizzato a Mongstad, Norvegia, su un impianto con 2 turbine a gas da 12 MW ciascuna. La sperimentazione è partita a maggio 2012, ma il progetto di sperimentazione in scala reale è stato cancellato [8].

Nazionale

La potenza complessiva installata di impianti a ciclo combinato attualmente censibile in Italia ai fini di sola generazione di energia elettrica si aggira intorno a 29 GW con 56 gruppi [3-4].

Un certo numero di questi gruppi sono o verranno dismessi e smantellati da ENEL. Da dati Terna [5], nel 2014 risultava disponibile una potenza netta di impianti in ciclo combinato per sola produzione di energia elettrica pari a 24584.6 MW, per la quasi totalità associata ad impianti di taglia superiore a 200 MW.

Nel 2008 gli impianti cogenerativi a ciclo combinato risultavano essere 145 con una potenza efficiente netta di circa 16 GW [1]. Da dati Terna [5], nel 2014 risultava disponibile una potenza netta di impianti in ciclo combinato per sola produzione combinata di energia elettrica e calore pari a 15394.1 MW.

Non esistono in Italia cicli combinati in esercizio commerciale equipaggiati per la cattura e sequestro della CO₂. Non risultano esserci in ambito nazionale iniziative di ricerca legate allo sviluppo di sistemi CCS per impianti a gas a ciclo combinato [6].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Gli impianti a ciclo combinato a gas naturale, eventualmente in configurazione CHP, sono una tecnologia di largo impiego in tutti i settori industriali, con maturità acquisita da parecchi anni e marginali possibilità di incremento di efficienza.

La tecnologia CCS applicata ai cicli combinati come cattura post-combustione si può qualificare almeno a livello TRL 7 [9].

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

I combustibili utilizzabili nei cicli combinati sono i seguenti:

- Gas naturale
- Syngas (in particolare su impianti associati a raffinerie)
- Distillati (nafte, kerosene, gasolio, in particolare per turbine aeroderivative).

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Impianti a ciclo combinato in configurazione CHP sono comunemente utilizzati in una molteplicità di settori industriali.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da dati Terna [5], nel 2014 per produzione di energia termoelettrica in Italia sono stati consumati 20371 Mm³ di gas naturale (equivalenti a 16875 ktep), con un consumo specifico per la produzione di energia elettrica netta di 1592 kcal/kWh. Si ricava un rendimento netto equivalente del parco di generazione, essenzialmente cicli combinati, pari al 54%. Se si assume che un ciclo combinato a gas naturale con rendimento del 57% emette 356.5 kgCO₂/MWh netto [10], si ricava che le emissioni di CO₂ da impianti di generazione di energia elettrica a ciclo combinato si attestano su 40 Mt. Con analoghe assunzioni si possono stimare emissioni annue di NO_x pari a circa 1000 t e 310 t di SO₂ [10].

Emissioni CO₂/MWh

Con rendimento del 57%, DOE valuta emissioni di CO₂ di 356.5 kg/MWh netto [10].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La vita utile di impianti a ciclo combinato viene generalmente fatta pari a 20 anni [11]. Il rendimento di moderni cicli combinati in esercizio commerciale è valutabile attorno al 57% [10], ma quelli più avanzati possono anche superare il 60%.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Nel settore della generazione di energia elettrica gli impianti a ciclo combinato sono utilizzati da tutte le principali utilities di produzione. Gli impianti in configurazione CHP sono presenti in numerose municipalizzate anche per fornire servizi di teleriscaldamento e largamente impiegati nei diversi settori industriali.

Sviluppo della tecnologia

Nel 2015 Ansaldo Energia ha ottenuto un finanziamento per azioni di R&S del valore di 50 milioni di euro dalla BEI. Il finanziamento si estende per sette anni e consentirà alla società di sostenere i principali Progetti di R&S volti al perfezionamento delle tecnologie esistenti nei componenti per Turbine a Gas, Turbine a Vapore e Alternatori. Per le Turbine a gas i progetti sono destinati all'ampliamento della gamma dei combustibili utilizzabili e al consolidamento e allo sviluppo di tecnologie e soluzioni innovative nel campo dei materiali, dei processi speciali delle parti calde, della combustione, del contenimento delle emissioni e dello scambio termico [12].

ECCellenze in territorio nazionale

- **Ansaldo Energia:** effettua ricerche sui componenti per alternatori, turbine a vapore e turbine a gas, sulla flessibilizzazione dell'esercizio degli impianti e sul consolidamento e miglioramento delle strutture di produzione. Ha sviluppato un sistema di riduzione delle emissioni di NO_x basato sul bruciatore VeLoNOx proprietario, che limita le emissioni a meno di 30 mg / Nm³ per tutti i modelli di turbina a gas offerti dalla società
- **RSE:** flessibilizzazione dei cicli combinati, simulazione di processo e termomeccanica, studio di opzioni di retrofit e nuove manovre, test di fatica termomeccanica su materiali di turbina a vapore.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] E.Macchi, “Quale futuro per la cogenerazione industriale in Italia?”, Dip. di Energia - Politecnico di Milano, Quarta giornata sull’efficienza energetica nelle industrie, Fast, Milano, 24 Nov. 2009
- [2] GSE, “Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”, Dicembre 2015
- [3] <http://globalenergyobservatory.org/> e siti delle utilities
- [4] Siti delle utilities operanti in Italia
- [5] “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia 2014”, Terna, 2015
- [6] S.Mills, “Prospects for coal and clean coal technologies in Italy”, IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [7] Global CCS Institute
- [8] D.Thimsen et alii, “Results from MEA testing at the CO₂ Technology Centre Mongstad. Part I: Post-Combustion CO₂ capture testing methodology”, Energy Procedia, Volume 63, 2014, Pages 5938–5958
- [9] A.S.Bohwn, “Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies”, EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [10] “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3”, DOE/NETL-2015/1723, July 6, 2015
- [11] RSE view-Energia elettrica, anatomia dei costi -Ed. Alkes-2014
- [12] Pubblicazione Ansaldo Energia “Power Generation News”, n. 2, ottobre 2015
http://www.ansaldoenergia.it/power_generation_news2_2015/files/assets/common/downloads/publication.pdf

DESCRIZIONE TECNICA

Il ciclo termodinamico di base di una turbina a gas è il ciclo Brayton (o Joule), che prevede una compressione adiabatica dell'aria (rapporti di compressione da 16:1 in turbine industriali, fino a 30:1 e oltre nelle aeroderivative [1]), un riscaldamento a pressione costante realizzato nella camera di combustione e l'espansione adiabatica dei gas combusti fino alla pressione atmosferica. Nella turbina a gas il rendimento è un parametro basilare, ma altrettanto lo è la capacità di produrre lavoro utile, che è influenzata dalla temperatura ambiente dell'aria aspirata.

I componenti principali di una turbina a gas sono il condotto di aspirazione aria con i filtri, il compressore, i bruciatori e la camera di combustione, la turbina e il condotto di espansione. Il compressore è in asse e viene trascinato dalla stessa turbina a gas assorbendo più del 50% della potenza meccanica generata [1]. Il collegamento con il generatore elettrico è costituito da un giunto rigido nelle macchine di maggior taglia (heavy duty) mentre con turbine di minore potenza, spesso aeroderivative, è interposto un riduttore. I gas esausti sono scaricati direttamente al camino, di altezza almeno intorno ai 30 m, se la turbina in ciclo semplice è utilizzata al solo scopo di generazione di energia elettrica. Nei diversi settori industriali in cui le turbine a gas in ciclo semplice trovano una non trascurabile diffusione, i gas di scarico a temperature comprese tra 450÷600 °C vengono utilizzati per la cogenerazione di energia termica per scopi di processo o di climatizzazione o, ancora, per piccole reti di teleriscaldamento.

Le turbine a gas hanno fatto la loro comparsa pionieristica fin dai primi anni del 1900, ma un deciso salto qualitativo nelle prestazioni è stato ottenuto con l'introduzione di nuovi materiali metallici nelle palettature fisse e mobili, con l'introduzione di barriere termiche ceramiche e di tecniche di raffreddamento delle palettature fisse e rotanti ad aria e più recentemente a vapore (a ciclo chiuso sulle sole parti fisse). Tali tecnologie, sempre più sofisticate, nell'insieme hanno permesso di raggiungere temperature di ingresso dei gas in turbina sempre più elevate. A questi, si possono aggiungere altri aspetti che interessano il ciclo termodinamico, quali la refrigerazione dell'aria aspirata dal compressore, il preriscaldamento dell'aria comburente a valle del compressore (rigenerazione), la ricombustione interstadio dei gas durante l'espansione in turbina.

Le turbine a gas dell'ultima generazione di classe H e J hanno temperature dei gas all'ingresso in turbina che raggiungono i 1400÷1500 °C, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice; la potenza elettrica netta della sola turbina a gas può superare i 300 MW, con la turbina di maggior taglia che supera largamente i 400 MW [2].

Le unità turbogas destinate alla generazione di energia elettrica installate in Italia fino ai primi anni '90 avevano potenze nominali non superiori a 125 MW, temperature dei gas all'ingresso in turbina di circa 1100 °C e un rendimento intorno al 32%. Queste macchine operavano in ciclo semplice ed erano destinate alla sola copertura dei carichi di punta. Attualmente questi impianti sono stati quasi tutti dismessi o sono in via di dismissione.

Nel settore industriale dove la turbina a gas a recupero semplice opera a scopi cogenerativi (CHP, Combined Heat and Power), il rendimento complessivo arriva al 70% circa [3]. In questo caso la potenza delle turbine a gas, spesso di tipo aeroderivativo (nella Figura 1 una turbina GE-LM6000), è solitamente contenuta entro i 50 MW.

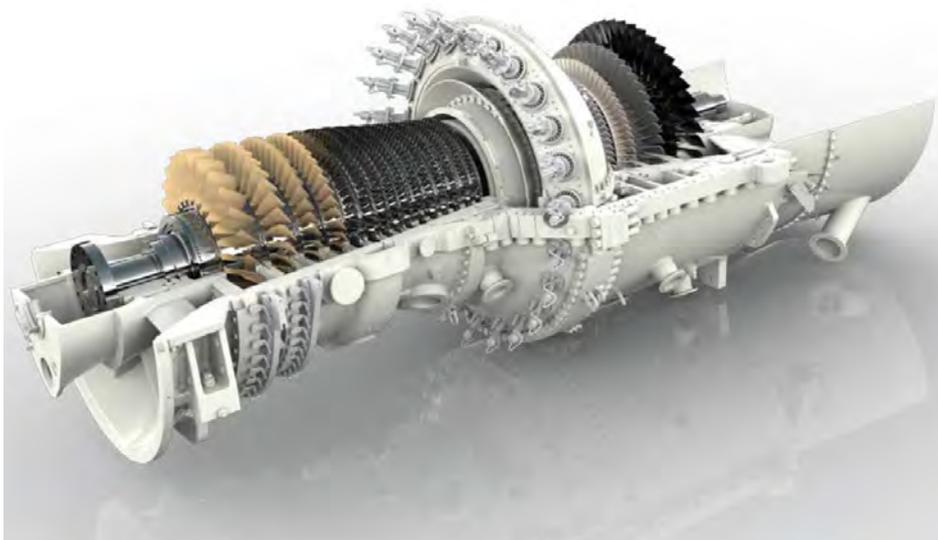


Figura 1 Turbina GE-LM6000

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Un tentativo di censimento on-line degli impianti con turbina a gas in ciclo semplice è stato condotto servendosi di pagine web relative a 4 Stati: Germania, Francia, Regno Unito e Spagna. [6] [7].

I risultati elencati in tabella sono con ogni evidenza parziali e non esaustivi (OCGT, Open Cycle Gas Turbine; CHP, Combined Heat and Power).

	OCGT		CHP	
	N°	MW	N°	MW
Germania	8	740	16	993
Francia	13	1265	5	222
UK	9	408	3	77
Spagna	1	150	2	41

Si ritiene che il censimento effettuato sia ancor più lacunoso per ciò che riguarda gli impianti dedicati alla cogenerazione, molti dei quali sono in esercizio presso industrie private. Gli impianti CHP censiti sono quasi tutti dedicati al teleriscaldamento di insediamenti urbani.

Pur nella loro incompletezza, i dati ottenuti testimoniano il limitato utilizzo alla data corrente delle turbine a gas in ciclo semplice.

Nazionale

Da dati TERNA relativi all'anno 2014 [4], si stima che la potenza efficiente netta di impianti con turbina a gas in ciclo semplice destinati a sola produzione di energia elettrica ammontava a 1433.2 MW, costituiti da 41 unità (sezioni) con potenza nominale fino a 25 MW, 7 unità oltre 50 MW e fino a 100 MW, 6 unità oltre 100 MW e fino a 200MW. La potenza efficiente netta di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore a turbina a gas viene considerata pari a 379.5 MW, distribuiti su 59 unità con potenza nominale fino a 25 MW, 3 unità oltre 25 MW e fino a 50 MW, 1 unità oltre 100 MW e fino a 200MW.

Da un rapporto GSE [5] relativo agli impianti cogenerativi ammessi all'incentivazione CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento), con dati riferiti all'anno 2013, si ricava che le unità CAR con turbina a gas in ciclo semplice erano 53, per una capacità di generazione complessiva di 340 MW.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Gli impianti con turbina a gas in ciclo semplice sono una tecnologia con maturità acquisita da parecchi anni e solo marginali possibilità di incremento di efficienza, in particolare sulle macchine di taglia medio-piccola che sono quelle più diffuse nell'industria per utilizzo in configurazione CHP.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Gas naturale
- Syngas (in particolare su impianti associati a raffinerie)
- Distillati (nafte, kerosene, gasolio, in particolare per turbine aeroderivative)
- Carbone atomizzato in sospensione in gas [1]
- Semi-solidi atomizzati derivati da biomassa liquida da rifiuti [1].

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Impianti in ciclo semplice, più spesso in configurazione CHP, conoscono una certa diffusione in una molteplicità di settori industriali.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Per 2 turbine GE LM2500 da 25 MW e GE LM6000PD da 40 MW con rendimenti LHV netti rispettivamente del 38% e 41%, sono riportati i seguenti valori [10]:

CO₂ : 528/489 [kg/MWh]
NO_x : 0.408÷0.227 [kg/MWh]

Le emissioni di ossidi di zolfo e particolato sono pressochè trascurabili.

Emissioni CO₂/MWh

Un valore indicativo di emissioni di CO₂ può essere assunto pari a 500÷600 kg/MWh [10].

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'applicazione di impianti di cattura della CO₂ emessa nei fumi di scarico dalle suddette categorie di impianti risulta del tutto improbabile allo stato dell'arte.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Valori tipici di rendimento netto LHV (Low Heating Value) per impianti con turbine a gas in ciclo semplice dedicate alla sola generazione di energia elettrica si possono individuare in un campo di valori dal 30% a poco più del 40% [2]. Vengono anche indicati valori più alti, ovvero dal 35% al 42% [11]. I maggiori valori di rendimento non sono necessariamente associati alle turbine heavy duty di media o grande taglia; valori elevati (41÷42%) sono riscontrabili in turbine aeroderivative di potenza non superiore a 40÷50 MW.

Vi sono fattori ambientali come temperatura, umidità e altezza che incidono in misura non trascurabile sul rendimento di una turbina a gas. L'utilizzo di combustibili liquidi comporta, a parità di macchina e di tecnologia, una perdita di 2÷3 punti percentuali di potenza e di 1÷2 punti percentuali di rendimento. Potenza e rendimento della turbina a gas degradano nel tempo per effetto di sporcamenti, usure di palette e aumento dei giochi nelle tenute interstadio. Le perdite di prestazioni nelle prime 24000 ore vengono stimate in valori del 2÷6% [2], solo parzialmente recuperabili con le manutenzioni.

La vita utile di impianti con turbina a gas viene convenzionalmente fatta pari a 20 anni [12]; in letteratura si trovano indicazioni di vita utile di 25 anni ([13][14]). In realtà la vita delle turbine a gas viene misurata in ore equivalenti di esercizio (EOH, Equivalent Operating Hours), che dipendono fortemente da numero ed entità dei transitori termici di avviamenti, arresti e variazioni di carico. Siemens [15] dichiara che le parti calde delle turbine a gas, le più sensibili a degrado e guasto, sono progettate per 100000 EOH, equivalenti a 12 anni di esercizio al carico di base o a 3000 avviamenti; con opportune ispezioni e manutenzioni tali valori possono essere raddoppiati fino a raggiungere i 30 anni di esercizio. In relazione alla disponibilità delle turbine a gas operanti in ciclo semplice, viene indicato in letteratura un valore non inferiore al 95% [10].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Stante la maturità della tecnologia, il concetto di payback tecnologico è scarsamente applicabile. La tecnologia è in continua evoluzione, anche se ormai prossima alla stabilità, e le innovazioni vengono continuamente sviluppate e introdotte sul mercato. Il payback di investimento è inaccettabile, nel mercato italiano, se riferito al mercato dell'energia, mentre potrebbe divenire interessante per i servizi ancillari, ma allo stato è di difficile valutazione in ragione del quadro regolatorio in evoluzione (introduzione del capacity payment, riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le turbine a gas sono complessi componenti di impianto ad alta velocità, operanti a temperature molto elevate e con tolleranze dimensionali strette. Sono soggette a una serie di problemi che includono scorrimento a caldo ("creep"), fatica, erosione e ossidazione, con potenziali danni da impatto delle parti mobili su quelle fisse. Il creep può portare a cedimenti strutturali, ma la maggiore preoccupazione è legata alle variazioni dimensionali che esso produce in componenti soggetti a frequenti e considerevoli variazioni di carico e temperatura. I fenomeni di fatica interessano in particolare le zone di concentrazione degli sforzi, come le radici delle pale della turbina [16].

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Nel settore della generazione di energia elettrica il numero e la potenzialità degli impianti con turbina a gas in ciclo semplice si sono progressivamente ridotti nel corso degli ultimi 15 anni. Impianti di taglia medio-piccola sono utilizzati nell'industria in configurazione CHP, talvolta a servizio di piccoli circuiti di cogenerazione/tele-riscaldamento.

Sviluppo della tecnologia

Ansaldo Energia ha recentemente ottenuto un finanziamento per azioni di ricerca e sviluppo del valore di 50 milioni di euro dalla BEI, per un periodo di sette anni, che consentirà di sostenere progetti volti al perfezionamento delle tecnologie esistenti nei componenti per Turbine a Gas, Turbine a Vapore e Alternatori. Per le Turbine a gas i progetti sono destinati all'ampliamento della gamma dei combustibili utilizzabili e al consolidamento e allo sviluppo di tecnologie e soluzioni innovative nel campo dei materiali, dei processi speciali delle parti calde, della combustione, del contenimento delle emissioni e dello scambio termico [19].

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Ansaldo Energia, Nuovo Pignone.

BEST PRACTICES

La turbina a gas di più elevata potenza oggi disponibile è la M701J di Mitsubishi, con le seguenti prestazioni in ciclo semplice: potenza 470 MWe, efficienza 41% LHV [17].

Il costruttore italiano Ansaldo Energia costruisce la turbina AE94.3° con una potenza in ciclo semplice di 310 MWe, efficienza del 39.8 % e interessanti prestazioni dinamiche: tempo di avviamento fino al massimo carico 25 minuti, minimo tecnico del 43% [18].

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] "The Gas Turbine Handbook", DOE/NETL, 2006
- [2] Gas Turbine World, "2012 Performance Specs-28th Edition", January-February 2012, Volume 42 No.1
- [3] E.Macchi, "Quale futuro per la cogenerazione industriale in Italia?", Dip. di Energia - Politecnico di Milano, Quarta giornata sull'efficienza energetica nelle industrie, Fast, Milano, 24 Nov. 2009
- [4] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014", Terna, 2015
- [5] GSE, "Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente", Dicembre 2015
- [6] <http://globalenergyobservatory.org/>
- [7] <http://www.industcards.com>
- [8] "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants", EIA-U.S. Energy Information Administration, April 2013
- [9] "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies", Black & Veatch, Prepared for the National Renewable Energy Laboratory, February 2012
- [10] "Technology Characterization: Gas Turbines", Energy and Environmental Analysis (an ICF International Company), Prepared for: EPA - Environmental Protection Agency, December 2008
- [11] "Gas-Fired Power", IEA ETSAP, Technology Brief E02, April 2010
- [12] RSE view-Energia elettrica, anatomia dei costi -Ed. Alkes-2014
- [13] M.P.Boyce, "Gas Turbine Engineering Handbook", Elsevier, 23 nov 2011
- [14] <https://twugbcn.files.wordpress.com/2011/06/peaker-case-histories.pdf>
- [15] G.Lipiah et alii, "Lifetime Extension for SIEMENS Gas Turbines", Power-Gen Europe 2006, 30 May+1 June 2006, Cologne, Germany
- [16] <http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/77801>
- [17] https://www.mhi-global.com/products/detail/j_series_gas_turbine.html
- [18] Pubblicazione Ansaldo Energia "Power Generation News", n. 2, ottobre 2015

DESCRIZIONE TECNICA

Un impianto di generazione termoelettrico a carbone è basato sul ciclo Rankine. I principali componenti di una tipica centrale a polverino di carbone, sia essa di tipo tradizionale o USC, sono essenzialmente costituiti dal macchinario principale (caldaia, turbina e generatore elettrico) e dal macchinario ausiliario, tra cui il nastro di trasporto del carbone in pezzi dal deposito ai silos in prossimità della caldaia, i mulini per la polverizzazione del carbone, le pompe di acqua alimento del ciclo termodinamico, le pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento, i ventilatori dell'aria comburente e di estrazione fumi, il Ljungstroem di preriscaldamento dell'aria comburente e i motori diesel di emergenza. Sul percorso dei gas di scarico al camino si trovano poi i sistemi di ambientalizzazione costituiti dal denitrificatore (impianto DeNO_x), dai filtri di cattura delle polveri (filtri elettrostatici e/o a manica) e dal desolfatore (impianto DeSO_x). Vi sono poi i trasformatori elettrici e la sottostazione elettrica per la connessione in rete. Uno schema tipico di impianto è rappresentato nella Figura 1; nelle centrali a carbone italiane il vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione è condensato con prelievo di acqua di mare o di un corso d'acqua.

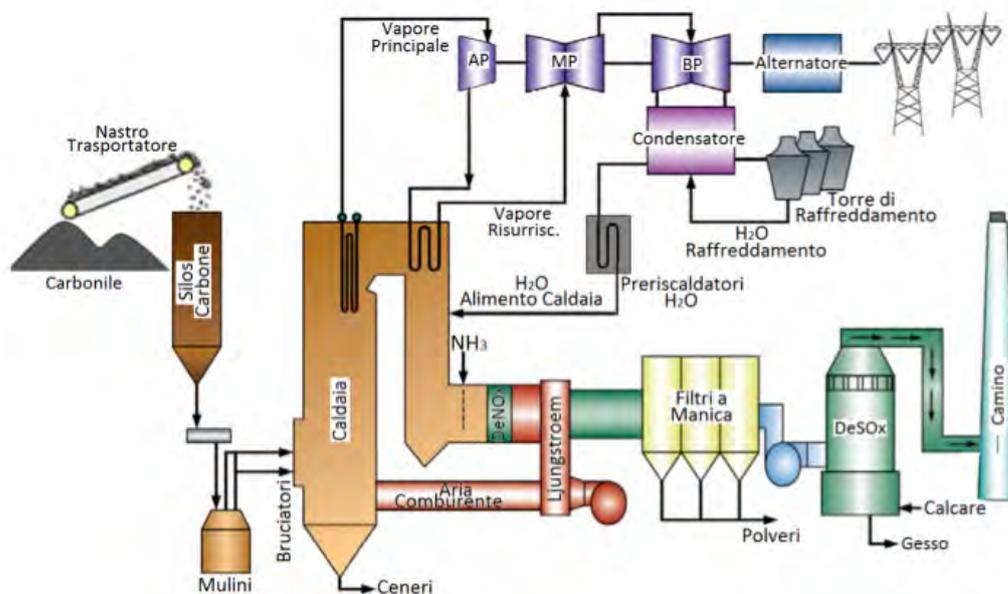


Figura 1 Schema di impianto USC a carbone

Le centrali a polverino di carbone in Italia sono generalmente site in riva al mare e richiedono importanti infrastrutture come il porto d'attracco e scarico delle navi carboniere, i nastri trasportatori del carbone dal porto al carbonile e dal carbonile ai silos in prossimità della caldaia, la ciminiera, le tramogge di raccolta e i condotti di evacuazione delle polveri nei fumi e delle ceneri in caldaia. Negli impianti moderni il carbonile e i nastri di trasporto del carbone, ceneri e polveri sono coperti e mantenuti in lieve depressione per evitare il rilascio all'atmosfera di polveri.

Per gli impianti più tradizionali (subcritici) la tecnologia è in larghissima parte consolidata ed eventuali miglioramenti di prestazioni e rendimento non possono che essere marginali. Lo stato dell'arte è invece costituito dagli impianti Super-Critici (SC) o Ultra-Super-Critici (USC). Lo schema di impianto è il medesimo di quello degli impianti subcritici, ma l'innalzamento della temperatura del vapore generato nella caldaia fino a 600÷620 °C e della pressione fino a 30÷32 MPa (300÷320 bar) consente di arrivare a valori di rendimento dell'ordine del 42÷46 % a regime, in funzione anche delle condizioni ambientali esterne.

Negli anni recenti sono stati sviluppati e hanno raggiunto un certo grado di maturità gli impianti di cattura e sequestro della CO₂ (CCS). La cattura pre-combustione della CO₂ richiede modifiche impiantistiche più sostanziali e viene realizzata su gruppi di generazione definiti come "oxyfuel". L'implementazione più comune prevede invece la cattura post-combustione dai fumi inviati alla ciminiera mediante ammine in soluzione acquosa. L'impianto di cattura post-combustione viene integrato a valle del desolfatore ed è solitamente dimensionato per una cattura del 90% della CO₂ prodotta in caldaia. Questi sistemi sono adatti per retro-fit di impianti già in esercizio e hanno trovato applicazioni dimostrative su impianti di generazione di energia elettrica a carbone di taglia commerciale. Un impianto progettato per la stessa potenza netta resa alla rete elettrica deve avere caldaia, turbina e generatore sovradimensionati rispetto ad un impianto di pari potenza netta privo di sistema CCS; il retro-fit su impianti esistenti comporta viceversa una perdita di potenza netta.

Sistemi di cattura post-combustione basati su altre tecnologie, come la cattura con ammine su supporto solido o adsorbimento, il calcium looping sono ancora limitati a sistemi dimostrativi in scala limitata.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, al di fuori dell'Italia, unità a carbone SC o USC risultano installate in 3 Paesi ([1], [2], [3]).

In Danimarca si contano 4 gruppi SC e uno USC, per una potenza installata totale di circa 2100 MW.

In Olanda si trovano 4 gruppi USC per una potenza complessiva di circa 3500 MW.

La Germania conta invece 4 unità SC e 12 unità USC.

8 gruppi sono a lignite ed altrettanti a carbone bituminoso.

La potenza complessiva installata è pari a circa 13850 MW.

In Polonia veniva dichiarata operativa nel 2017 la centrale di Koźienice Unit 11 della ENEA Wytwarzanie S.A. da 1075 MW. Una buona parte di queste unità è in parte utilizzata in configurazione CHP a scopo di teleriscaldamento e nessuno di questi impianti è dotato di impianti CCS.

Nazionale

In Italia l'unica centrale a polverino di carbone con 3 unità USC da 660 MW ciascuna è la centrale di Torrevaldaliga Nord di proprietà di ENEL S.p.A. Una prima unità è entrata in esercizio commerciale nel 2009; la centrale è pienamente operativa dalla fine del 2010. La centrale non è dotata di sistemi di CCS.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti a carbone SC o USC, eventualmente in configurazione CHP, si può ritenere già largamente consolidata. Il suo impiego negli impianti di nuova realizzazione greenfield o anche brownfield è di fatto lo standard corrente.

Vi è tuttavia ancora spazio per significativi miglioramenti. Si lavora infatti per portare la pressione del vapore fino a 35 MPa e la temperatura fino a 700 °C. In questo modo ci si aspetta di poter arrivare a rendimenti del 50% o anche di qualche punto superiori.

Gli sforzi di ricerca e sperimentazione sono soprattutto focalizzati sulle caratteristiche dei materiali che devono sopportare le suddette condizioni.

Per quanto riguarda la tecnologia CCS applicata come cattura post-combustione, ve ne sono di diverso TRL come evidenziato nella Figura 2. L'assorbimento con MEA è la più matura da considerarsi a TRL 7 [4]. Non sono note tuttavia applicazioni della tecnica CCS a cicli USC.

Australia	• Kogan Creek, 2007, 750 MWe
Canada	• Genesee Unit 3, 2005, 450
China	• aigaoqiao, 2008, 2x1 000 MWe • Yuhuan, 2007-08, 4x1 000 MWe • Under construction, ~50 000 MWe • Planned by 2015 - >110 000 MWe
India	• Sipat, 2007-09, 3x660 MWe • Barh, 2009, 3x660 MWe • UltraMega Projects – 2012, 5x4 000 MWe plants; unit size 660 MWe or 800 MWe
United States	• 2008, 545 MWe, 890 MWe • Oak Grove, Texas, 2009, 800 MWe
Italy	• Torrevaldaliga Nord, 2010, 3x660 MWe • Planned by 2015, 3x660 MWe
Mexico	• Pacifico, 2010, 700 MWe
Netherlands	• Eemshaven, under construction, 2013, 2x800 MWe
South Africa	• 2011-15, 6x800 MWe
Russia	• Berezovskaya, 2011, 800 MWe • Novocherkasskaya, 2012, 330 MWe, CFB • Petrovskaya, 012-14, 3x800 MWe
Germany	• Niederaussem, 2003, 1 000 MWe, Lignite • Walsum, 2010, 750 MWe • Neurath, under construction, 2011, 2x1100 MWe, largest lignite-fired USC units • Hamm, Under construction, 2012, 2x800 MWe
Poland	• Lagisza, 2009, 460 MWe, CFB • Belchatow, 2010, 833 MWe
Korea	• Tangjin, 2006, 2x519 MWe • 2008-10, 5x500 MWe, 2x 870 MWe

Tabella 1 Impianti commissionati o in costruzione nel mondo (Fonte: IEA 2011)

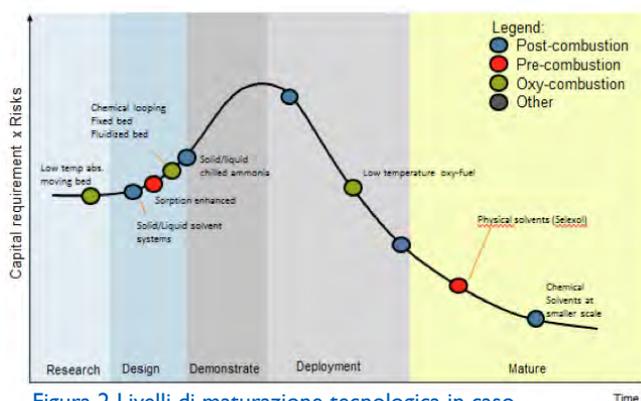


Figura 2 Livelli di maturazione tecnologica in caso di applicazione di tecnologia CCS

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Olio combustibile (combustibile secondario)
- Biomasse (co-combustibile)

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia SC o USC si ritiene appropriata solo per impianti di generazione di energia elettrica, eventualmente in configurazione CHP a fini di teleriscaldamento. Tuttavia, potrebbe trovare ragionevolmente impiego in stabilimenti di grosse dimensioni dove si conducano lavorazioni energivore. La CCS viene applicata nel settore industriale dell'estrazione petrolifera, dove si sfrutta vantaggiosamente il pompaggio della CO₂ nei pozzi per facilitare l'estrazione di petrolio o gas, che contribuisce al processo indicato come EOR (Enhanced Oil Recovery).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

A titolo di esempio, si elencano di seguito i dati di emissioni riportati nella dichiarazione ambientale relativa all'anno 2013 Nord della centrale di Torrevadalia:

SO ₂	: 1588 [t]	(0.1414 [kg/MWh])
NO _x	: 2866 [t]	(0.2553 [kg/MWh])
Polveri	: 65 [t]	(0.0058 [kg/MWh])
CO	: 1690 [t]	(0.1505 [kg/MWh])
CO ₂	: 9726013 [t]	(866.28 [kg/MWh])
NH ₃	: 20 [t]	(0.0018 [kg/MWh])

Emissioni CO₂/MWh

Dati di letteratura [9] per unità USC indicano valori di emissioni di CO₂ nella fascia 740÷800 kg/MWh; nell'esempio studiato in [10] si indica un valore di 774 kg/MWh Exhibit 3-42 Case B12A air emissions.

Per le tre unità USC di Torrevadalia Nord nel 2013 è stata registrata emissioni di CO₂ pari a 866.28 kg/MWh [8].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Considerando dati di letteratura [9] che indicano per impianti sub-critici valori di emissione di CO₂ ≥880 kg/MWh, si può assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh; sempre da [9] si ricava un dato medio di emissione di unità USC 770 kg/MWh. Un valore indicativo di emissioni evitate adottando la tecnologia USC rispetto a quella tradizionale sarebbe dunque stimabile in 130 kg/MWh. Con riferimento ai dati 2013 relativi al parco a carbone italiano riportati più sopra, la riduzione specifica di emissioni di CO₂ ottenibile con l'estensione della tecnologia USC dell'impianto di Torrevadalia Nord a tutto il parco italiano delle centrali a carbone è valutabile in 138.5 kg/MWh.

I sistemi CCS post-combustione possono essere dimensionati per diversi livelli di cattura della CO₂. Solitamente viene indicata una cattura della CO₂ al 90%.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Da dati Terna [6], si ricava che nel 2014 in Italia la potenza netta installata di impianti a vapore a condensazione con sola produzione di energia elettrica da combustibili solidi (essenzialmente carbone nazionale, estero e lignite) era pari a 8700.2 MW. La produzione netta di energia elettrica da tali impianti è stata pari a 39314.1 GWh nel 2014, con un consumo specifico medio di 2455 kcal/kWh [6]; nel 2013 [7], la produzione netta era pari a 40691.5 GWh, con un consumo specifico medio di 2475 kcal/kWh. Il rendimento netto equivalente dell'intero parco di generazione delle centrali a carbone nel 2013 risulta perciò pari al 34.74%. Dalla Dichiarazione Ambientale della centrale di Torrevadalia Nord da 1980 MW relativa ai dati 2013 [8], si ricava che l'energia netta venduta alla rete è stata pari a 11227.384 GWh con un consumo specifico medio di 2228 kcal/kWh, equivalente ad un rendimento netto dell'impianto pari al 38.6%; si osserva che tale dato è sensibilmente inferiore rispetto a quelli attesi da impianti USC. Dall'insieme dei dati appena illustrati si ricava che il rendimento del restante parco di generazione a carbone, escluso Torrevadalia Nord, è pari al 33.3%. I bassi valori di rendimento sono in parte ascrivibili al regime di funzionamento flessibile, con prolungate permanenze a basso carico e un certo numero di avviamenti, indotto dall'evoluzione del mercato elettrico. Con riferimento ad impianti già in esercizio commerciale e corredato dai sistemi di ambientalizzazione (DeNO_x, DeSO_x, cattura polveri) nei comuni limiti di norma, il rendimento netto (LHV) di unità a carbone SC viene indicato tipicamente in una fascia del 42÷43%, mentre per le unità USC si indicano valori fino al 45% [9], [10]. In prospettiva, si individua un rendimento anche superiore al 50% come obiettivo di sviluppo degli impianti USC. Gli effettivi rendimenti degli impianti dipendono ovviamente anche dalle condizioni ambientali. Nell'impianto USC di Nordjylland in Danimarca, che fruisce di condizioni ambientali particolarmente favorevoli, è stato registrato un rendimento (LHV) anche del

47%.L'eventuale integrazione di sistemi CCS post-combustione, con ammine in soluzione acquosa e obiettivo di abbattimento della CO₂ al 90%, comporta una perdita di rendimento valutabile nell'ordine di almeno 8.5 punti percentuali, ovvero ad esempio dal 42.5% al 34.0%. Il tempo di vita convenzionalmente accettato per gli impianti a carbone è pari a 35 anni.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- ENEL S.p.A. nel settore della generazione di energia elettrica.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le società più attive si possono elencare come Enel S.p.A., Ansaldo Caldaie, RSE S.p.A, ENEA, CNR, Centro Sviluppo Materiali S.p.A, Sotacarbo S.p.A., ITEA S.p.A., Magaldi S.p.A. [5].

BEST PRACTICES

L'unico esempio italiano di installazione di cicli SC o USC a carbone è costituito dalla centrale di Torrevaldaliga Nord di proprietà di ENEL S.p.A., con 3 unità USC da 660 MW ciascuna.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] <http://globalenergyobservatory.org/>
- [2] IEA Clean Coal Centre
- [3] Power Plants Around the World
- [4] A.S.Bohwn, "Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies", EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [5] S.Mills, "Prospects for coal and clean coal technologies in Italy", IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [6] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014", Terna, 2015
- [7] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2013", Terna, 2014
- [8] "Dichiarazione ambientale - aggiornamento 2014 - Impianto termoelettrico Torrevaldaliga Nord Civitavecchia (RM) - Anno di riferimento dati 2013", Enel S.p.A.
- [9] "Technology Roadmap High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation", IEA, 2012
- [10] "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3", DOE/NETL-2015/1723, July 6, 2015

IMPIANTI IGCC A CARBONE CON CCS

P. Ammendola, F. Miccio - CNR

G. A. Zanetta - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Sebbene la gassificazione del carbone sia stata sviluppata e provata con processi alternativi su scala industriale da lungo tempo, la tecnologia IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) è stata introdotta solo in tempi più recenti negli impianti di generazione dell'energia elettrica. I primi impianti su scala commerciale sono stati avviati nei primi anni '90 e ad oggi il numero di impianti in esercizio in centrali elettriche a livello mondiale è ancora limitato. Il principale vantaggio del processo IGCC è l'elevata efficienza di conversione energetica, anche superiore a 50%, grazie alla implementazione della gassificazione ad alta pressione e ciclo combinato di conversione energetica.

L'impianto IGCC è generalmente indicato come una tecnologia idonea alla cattura pre-combustione della CO₂ perché è possibile convertire cataliticamente il CO a CO₂ prima della camera di combustione e operare uno stadio di separazione del diossido di carbonio. La trasformazione del carbone avviene ad alta temperatura (800-1800 °C) in ambiente riducente, più spesso con solo O₂ prodotto da un impianto ASU (Air Separation Unit), mentre sviluppi recenti prevedono l'impiego diretto di aria. La reazione avviene all'interno di un reattore pressurizzato che costituisce il gassificatore. Da qui si ottiene il syngas, una miscela di CO e H₂ e altri gas in quantità marginali. Il gas prodotto contiene i solfuri H₂S e, in piccola quantità, COS; quest'ultimo viene convertito in CO₂ e forma ulteriore H₂S; questi gas vengono separati in appositi impianti dopo il raffreddamento del syngas. Il syngas ripulito e contenente essenzialmente H₂ e CO viene inviato come combustibile nella turbina a gas che con il Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e la turbina a vapore costituisce la cosiddetta isola di potenza, ovvero il ciclo combinato dell'impianto IGCC. Oltre ai macchinari appena richiamati, un impianto IGCC è caratterizzato dai mulini del carbone, pompe o ventilatori per l'alimentazione della miscela acqua-carbone ("slurry") o del polverino al gassificatore e da una considerevole batteria di scambiatori di calore.

Un schema di impianto IGCC è riprodotto nella Figura 1 (250 MWe IGCC, Tampa Electric Polk Power [1]).

Dove l'impianto sia configurato per la cattura della CO₂, a valle del gassificatore il syngas passa anche nel reattore di shift (WGS, Water Gas Shift) in cui con immissione di vapore il CO viene convertito in CO₂ e il syngas si arricchisce di H₂; la CO₂ viene poi separata dal syngas, costituito a questo punto essenzialmente da H₂.

Un significativo vantaggio degli impianti IGCC è costituito dalla versatilità della tecnologia, che si presta alla produzione di un mix di prodotti finali in cui sono inclusi energia elettrica, calore, idrogeno, combustibili liquidi, prodotti chimici. Gli impianti IGCC possono accettare come combustibili anche il carbone ad alto contenuto di zolfo, le biomasse o una loro miscela.

L'accoppiamento di una unità IGCC con altre unità di processo tipiche dell'industria chimica rende possibile la produzione di una vasta gamma di prodotti anche di alto valore aggiunto (Figura 2).

Il principale svantaggio risiede nella necessità di dotare l'impianto con un ASU. Sviluppi recenti prevedono l'impiego diretto di aria ma ciò impatta con la possibilità di separazione agevole della CO₂.

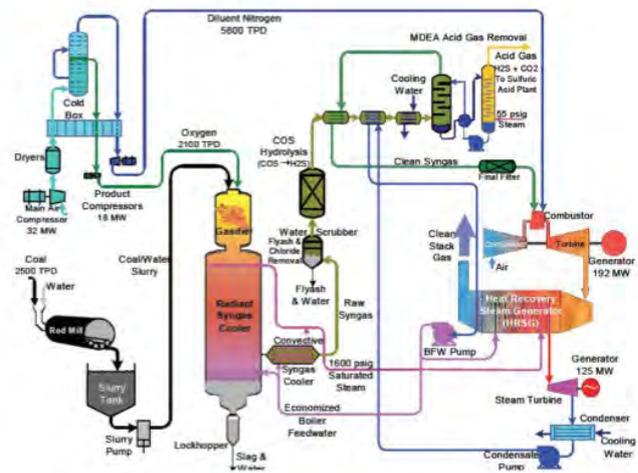


Figura 1 Uno schema di impianto IGCC

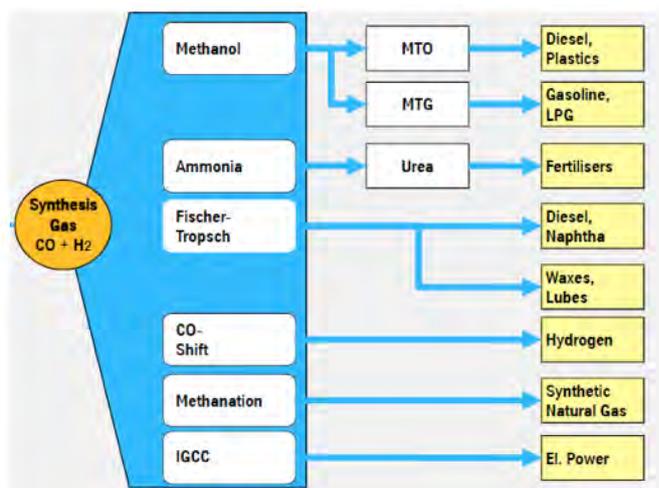


Figura 2 Diagramma dei processi/stadi di trasformazione del syngas in prodotti chimici

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, le unità a carbone IGCC di taglia commerciale comunemente censite, costruite ed esercite come impianti dimostrativi di generazione di energia elettrica, sono due [2].

Impianto	Sito	Nazione	Avv.	MW	Gass.	Tipo	Comb.
Demkolec	Buggenum	NL	1994	253	1	Shell	Carb., Biom
Puertollano	Repsol ref.	ESP	1998	310	1	Prenflo	carbone

L'impianto di Nuon Buggenum è stato chiuso nel 2013. Un terzo impianto IGCC di generazione di energia elettrica europeo è quello di Vresova nella Repubblica Ceca, alimentato a lignite e con potenza netta di 400 MW [3].

Vi sono poi 3 progetti di impianti IGCC di taglia commerciale con CCS integrata (Caledonia-The Clean Energy Project-UK- 570MW, Don Valley CCS Project-UK-650MW, RWE Hurth-Germany-450MW) che si trovano ad un diverso stadio di avanzamento, attualmente interrotti o cancellati a causa di problemi finanziari o regolatori in merito al sequestro della CO₂ [3].

Nazionale

In Italia non vi sono impianti IGCC a carbone dedicati alla generazione di energia elettrica ed eserciti dalle utilities elettriche operanti sul territorio nazionale.

Sono tuttavia in esercizio presso altrettante raffinerie i 3 impianti IGCC di taglia commerciale elencati in tabella, nei quali il combustibile utilizzato è il TAR di raffineria [2]. Un quarto impianto (API Energia – Falconara) è stato recentemente convertito a ciclo combinato a gas naturale.

Impianto	Sito	Avv.	MW	Gass.	Tipo	Comb.
APIEnergia	API Ref.	1999	244	2	Texaco	TAR
ISAB Energy	ERG Ref. Priolo	2000	521	2	Texaco	TAR, olii
Sarlux	Saras Ref.	2000	452	3	Texaco	TAR, Bitume
AGIP	Sannazzaro	2006	250	2	Shell	TAR

Nessuno dei 3 impianti IGCC in esercizio è dotato di sistemi CCS.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti IGCC è in alcuni casi impiegata in connessione con sistemi CCS nel settore dell'estrazione petrolifera, al fine di ottenere grandi quantità di CO₂ da impiegare per la cosiddetta "Enhanced Oil Recovery" (EOR).

Nel settore della produzione di energia elettrica sono in esercizio poche unità di taglia commerciale, anche a livello mondiale, installate come impianti dimostrativi.

La tecnologia CCS applicata come cattura pre-combustione si può quantificare almeno al livello TRL 7 [4].

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Olio combustibile (combustibile secondario)
- Biomasse (co-combustibile)
- TAR di raffineria
- Petcoke.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia IGCC trova particolare applicazione nell'industria petrolifera. Nelle raffinerie offre la possibilità di utilizzare come combustibile il TAR di raffineria altrimenti di problematico smaltimento. Nel settore estrattivo di petrolio e gas, nel caso l'impianto IGCC sia integrato con sistemi CCS, è possibile utilizzare la CO₂ catturata per l'immissione e confinamento nei pozzi per migliorare la capacità estrattiva di petrolio o gas, contribuendo al processo indicato come EOR (Enhanced Oil Recovery).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il potenziale di sviluppo della tecnologia è elevato in ambito nazionale per le competenze scientifiche, ingegneristiche, tecnologiche e realizzative posseduti dagli attori privati (ENEL, Ansaldo, Magaldi) e pubblici (ENEA, RSE, CNR, Università).

Si ritiene che a causa dell'impatto ambientale di grosse centrali e della diffidenza dell'opinione pubblica rispetto all'uso di carbone non ci siano reali possibilità di implementazione della tecnologia nel territorio nazionale, se non come soluzione di upgrade e potenziamento di installazione pre-esistenti a carbone o olio combustibile.

Il panorama energetico nazionale è ulteriormente turbato dalla volatilità del prezzo del petrolio che rende oltremodo incerti gli studi di fattibilità tecnico economica per investimenti ad elevato capitale, quali quelli richiesti per IGCC.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da simulazioni numeriche condotte da DOE/NETL su tre impianti IGCC destinati alla produzione di energia elettrica di potenza netta prossima a 625 MW [04] e valori di rendimento netto (LHV) compresi tra il 40,4% e il 43,7%, si ricavano i seguenti valori di emissione:

CO ₂	: 723±782	[kg/MWh]
SO ₂	: 0.005±0.046	[kg/MWh]
NO _x	: 0.217±0.235	[kg/MWh]
Polveri	: 0.026±0.028	[kg/MWh]
Hg	: 1.59E-6±1.64E-6	[kg/MWh]

La possibilità di ottenere buoni prestazioni ambientali è da attribuire allo stadio di gassificazione, che consente il pre-trattamento di volumi di gas sensibilmente ridotti rispetto ai fumi di combustione, con evidenti vantaggi per l'economia dell'impianto. La soluzione doppio stadio permetterebbe una più agevole separazione della CO₂ configurando un processo "zero emission".

Emissioni CO₂/MWh

Dati di letteratura [6] per unità IGCC da 625 MW indicano valori di emissioni di CO₂ nella fascia 723±782 kg/MWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Dati di letteratura [8] indicano per impianti sub-critici valori di emissione di CO₂ ≥880 kg/MWh, si può quindi assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh. Da [6] si ricava un dato medio di emissione di unità IGCC di 755 kg/MWh.

Un valore indicativo di emissioni evitate adottando la tecnologia IGCC rispetto a quella tradizionale sarebbe dunque stimabile in 145 kg/MWh.

I sistemi CCS post-combustione possono essere dimensionati per diversi livelli di cattura della CO₂. Solitamente viene indicata una cattura della CO₂ al 90%.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La durata degli impianti è quella tipica delle grandi installazioni industriali (maggiore di 20 anni) se si opera un'attenta gestione, manutenzione e ammodernamento periodico delle apparecchiature.

Da simulazioni numeriche condotte da DOE/NETL su tre impianti IGCC destinati alla produzione di energia elettrica di potenza netta prossima a 625 MW [6], i valori di rendimento netto (LHV) sono compresi tra il 40,4% e il 43,7%.

L'inserimento di sistemi CCS, con cattura al 90% della CO₂, comporta una perdita da 6,4 a 11 punti percentuali di rendimento.

Il valore di disponibilità tecnica (Capacity factor) viene valutato attorno a 0.80. In [1] si riportano dati registrati su 7 impianti di taglia compresa tra 250 e 400 MW in esercizio commerciale. I valori di rendimento netto (LHV) documentati sono compresi tra il 40% e il 50,5%; quest'ultimo è relativo all'impianto IGCC da 400 MW di Vresova nella Repubblica Ceca. La disponibilità registrata su 5 impianti di generazione IGCC che hanno sperimentato l'esercizio commerciale è documentata e discussa in [7], da cui si ricava che valori reali di disponibilità contenuti tra il 50% e l'80% vengono ottenuti solo a distanza di 3÷4 anni dall'avviamento.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

La redditività e convenienza economica dell'investimento è fortemente collegata a fattori di natura politica, sociale e di economia di larga scala. Il prezzo del carbone e del petrolio giocano un ruolo determinante.

Nell'attuale fase di stasi dell'economia italiana e di volatilità del prezzo del petrolio non è verosimile concepire la realizzazione di nuove centrali IGCC con cattura di CO₂, anche per l'elevata presenza di generazione rinnovabile.

E' solo ipotizzabile l'upgrade di impianti già operativi.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le principali problematiche tecniche degli impianti IGCC si individuano nella possibilità di sporcamento degli scambiatori di calore, nella movimentazione ed evacuazione di residuati viscosi, nella complessità dell'impianto e della sua conduzione, nella ridotta flessibilità che li rende più adatti al carico di base, nella ridotta disponibilità sin qui sperimentata specialmente nei primi anni di esercizio [2]. A pari potenza con impianti USC a carbone, con i quali condividono analoghi valori di rendimento, gli impianti IGCC richiedono costi di investimento più elevati almeno del 20% circa [6] [7]. Per questo gli impianti IGCC a carbone esistenti a livello globale godono o hanno goduto di qualche forma di finanziamento pubblico. L'integrazione di sistemi CCS pone inoltre problemi regolatori per il sequestro della CO₂. Nella realtà italiana è inoltre ampiamente diffuso un sentimento di diffidenza e avversione nei confronti del carbone, anche per assenza di significative risorse interne.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

La ricerca e lo sviluppo industriale su IGCC può consentire di acquisire metodologie, conoscenze applicative e patents che potrebbero avere impatto positivo sul PIL e sull'occupazione. Si ritiene che aziende italiane operanti nel settore dell'industria di processo possano essere favorevolmente coinvolte nella realizzazione di impianti IGCC. Anche il settore legato alla realizzazione di apparecchiature per la cattura e utilizzo di CO₂ potrebbe avere uno sviluppo in termini di fatturato, soprattutto in relazione ad obblighi imposti dalla autorità sulle emissioni di carbonio in atmosfera.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Valgono le stesse considerazioni riportate per l'ambito nazionale. Acquisire metodologie, conoscenze applicative e patents su IGCC e CCS consentirebbe di incrementare l'export italiano nel settore dell'industria di processo.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia IGCC è applicabile solo per la produzione su larga scala (>200 MWel) di energia elettrica e pertanto trova ricaduta solo indiretta nel settore industriale e dei trasporti.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Aziende della raffinazione petrolifera (ENI, Saras, API, ERG). E' inoltre possibile ipotizzare il re-vamping di impianti tradizionali a polverino di carbone operanti in Italia per la produzione e immissione in rete di energia elettrica (es. ENEL).

Sviluppo della tecnologia

Foster Wheeler può essere considerato uno dei maggiori gruppi di progettazione e fornitura di impianti IGCC a livello internazionale e pertanto coinvolge numerose aziende italiane ad essa collegate. Si citano anche le eccellenze nel settore dell'impiantistica (Ansaldo) e movimentazione/trattamento ceneri (Magaldi S.p.A.).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

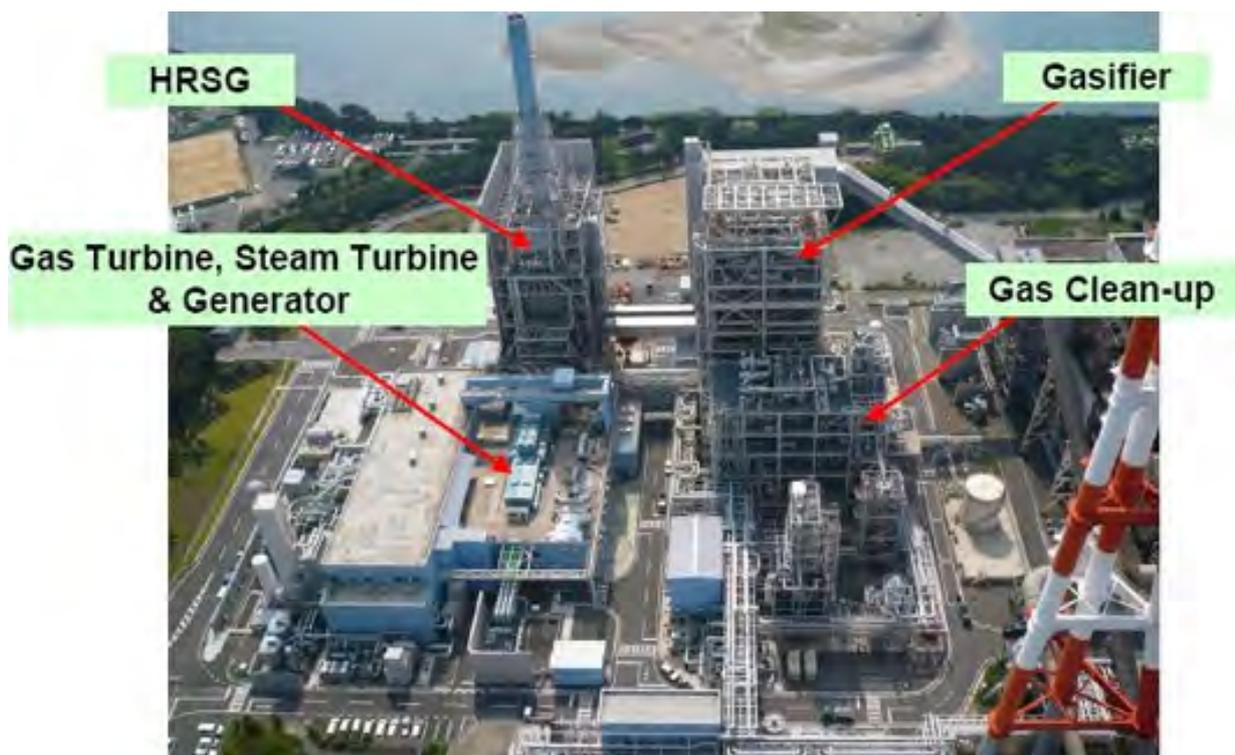
Un recente compendio delle attività di ricerca svolte in Italia sul tema del carbone pulito si trova in [5].

Le società attive sulla tematica degli impianti IGCC si possono individuare in Enel S.p.A., ENEA, Sotacarbo S.p.A., e diverse università e centri di ricerca. L'attività principale consiste nella modellazione numerica di alternative di lay-out impianto e di processo e nella verifica sperimentale di soluzioni tecnologiche innovative per alcuni componenti dell'impianto (es. stadio di separazione delle ceneri fuse).

Si sottolinea anche il ruolo in ambito nazionale svolto da centri di ricerca sulla cattura della CO₂ a monte dello stadio di combustione. Il progetto MiSE "Carbone Pulito" (<http://www.ricercadisistema.cnr.it/>) ha recentemente finanziato numerosi gruppi di ricerca focalizzati sulla gassificazione di carbone e cattura/separazione di CO₂.

■ BEST PRACTICES

Non esistono in Italia impianti commerciali IGCC. Sono invece presenti studi e sviluppi sperimentali, anche con partecipazione a progetti internazionali, di Università e centri di ricerca nazionali (es. ENEA, Sotacarbo, CNR).



Vista dell' impianto IGCC Nakoso (Giappone) (Fonte: Mitsubishi Heavy Industries, Ltd)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] “IGCC State-of-the-art report”, EU-FP7, Low Emission Gas Turbine Technology for Hydrogen rich Syngas, H₂-IGCC, Sub Project 4, WP1-System Analysis, Dep.t of Mech. & Structural Eng. & Material Science, University of Stavanger, Norway, April 2010
- [2] G.Cau, V.Tola “Modellazione e valutazione di processi di conversione termica del carbone basati su tecnologie USC e IGCC con trattamenti di purificazione degli effluenti gassosi e con rimozione della CO₂”, Università degli Studi di Cagliari – Dip. di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali, Report RdS/2012/207, Settembre 2012
- [3] <http://www.netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/project-examples>
- [4] A.S.Bohwn, “Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies”, EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [5] S.Mills, “Prospects for coal and clean coal technologies in Italy”, IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [6] “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity Revision 2b – Year Dollar Update”, DOE/NETL-2015/1727, July 31, 2015
- [7] I.Barnes, “Recent operating experience and improvement of commercial IGCC”, CCC/222 ISBN 978-92-9029-542-6, August 2013, IEA Clean Coal Centre
- [8] “Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generations”, IEA, 2012

IMPIANTI OXYFUEL A CARBONE CON CCS

P. Ammendola, O. Senneca - CNR

P. Deiana - ENEA

G. A. Zanetta - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

L'applicazione su larga scala del processo di ossi-combustione venne ipotizzata nei primi anni '80 come mezzo per ottenere sufficienti volumi di CO_2 per il recupero degli idrocarburi (EOR, Enhanced Oil Recovery). Invece che in aria, la combustione viene condotta in una miscela di ossigeno di purezza prossima al 95% e di fumi riciclati in una proporzione che meglio riproduca le proprietà dell'aria comburente [1]. I fumi di ricircolo servono per ridurre la temperatura di fiamma che si avrebbe con solo ossigeno e per garantire una portata di gas sufficiente a realizzare gli scambi di calore nei passaggi convettivi della caldaia. I gas caldi effluenti, oltre che dagli inquinanti che sono poi rimossi dai consueti sistemi di ambientalizzazione, sono costituiti essenzialmente da CO_2 e vapore. Raffreddando i fumi e condensando il vapore, di cui si recupera il calore latente, la CO_2 può essere separata ad un elevato livello di purezza, con percentuali di cattura molto superiori rispetto a quelle ottenibili con i sistemi di cattura post-combustione o negli impianti IGCC. Gli impianti oxyfuel sono quindi intrinsecamente votati alla cattura e sequestro della CO_2 (CCS, Carbon Capture and Storage). Il ridotto volume di fumi consente anche una più facile rimozione delle sostanze inquinanti e inoltre, poiché la combustione avviene senza l' N_2 dell'aria, la produzione di NO_x è notevolmente contenuta e ulteriormente ridotta nel ricircolo in caldaia.

Uno schema di principio di un impianto oxyfuel è riprodotto nella Figura 1 [2].

Rispetto ad una normale centrale a carbone, convenzionale o USC, un impianto oxyfuel integra l'impianto per il riciclo dei gas combusti, un'unità di separazione dell'aria (ASU, Air Separation Unit) per la produzione di O_2 e un'unità di depurazione e compressione (CPU, Compression and Purification Unit) per la rimozione delle impurità rimanenti nella CO_2 e la sua compressione per il sequestro. La tecnologia oxyfuel si presta soprattutto al retrofit di unità già funzionanti in aria.

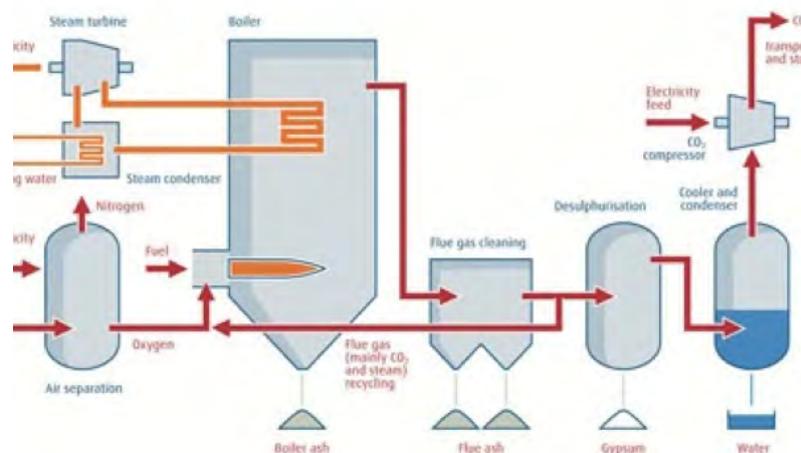


Figura 1 Schema di un impianto oxyfuel

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti oxyfuel, intrinsecamente legata alla CCS, può qualificarsi a livello TRL 7.

Risultano ancora aperti diversi interrogativi in quanto la sostituzione dell'azoto presente nell'aria con CO_2 e H_2O modifica il processo di combustione generando instabilità di fiamma.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Pet-coke
- Biomasse.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, la tecnologia oxyfuel è stata sperimentata su tre impianti pilota di taglia non superiore a 40 MWth.

L'impianto da 30 MWth di Schwarze Pumpe della Vattenfall, costruito da Alstom, è entrato in funzione nel 2009 e ha concluso l'esercizio nel 2014, dopo che Vattenfall ha abbandonato le ricerche sul tema CCS. L'impianto ha superato le 13800 ore di esercizio in modalità oxyfuel [1].

Un secondo impianto pilota europeo è quello denominato esCO₂-Ciuden, sito presso Compostilla nel nord della Spagna [1]. Si tratta di un impianto con caldaia a letto fluido che può funzionare anche in aria. La caldaia brucia miscele di antracite, pet-coke e biomasse ovvero anche carbone sub-bituminoso. Nella modalità oxyfuel si raggiunge una potenzialità di 30 MWth. L'impianto ha iniziato l'esercizio nel 2009 ed è stato chiuso nel 2012.

Un terzo impianto pilota oxyfuel europeo è quello di Lacq in Francia, con potenza di 35 MW, che ha completato la sperimentazione nel 2013. Questo impianto funzionava con caldaia a gas naturale [6].

Alcuni progetti relativi alla costruzione di impianti oxyfuel a carbone dimostrativi di taglia commerciale non sono arrivati alla fase realizzativa e sono stati abbandonati o sospesi [1].

Era previsto da parte di Vattenfall lo scale-up dell'impianto di Schwarze Pumpe con il costruendo impianto di Jämschalde da 250 MW lordi.

L'esperienza dell'impianto di Compostilla doveva essere trasferita su un impianto supercritico da 345 MW lordi di progettazione Fosterwheeler.

Un terzo progetto dimostrativo denominato White Rose prevedeva la costruzione di un impianto con caldaia USC e potenza lorda di circa 426 MW. L'installazione nella centrale di Drax nel North Yorkshire (UK) era prevista a partire dal 2016 con operatività nel 2020. Tuttavia nel settembre 2015 la proprietà della centrale ha annunciato il suo ritiro dal progetto, lasciando la disponibilità dell'area e delle infrastrutture; nel novembre 2015 il governo inglese ha annunciato il ritiro di un finanziamento di 1 b£. Pertanto attualmente il futuro del progetto è incerto [6].

Negli Stati Uniti (Università dello Utah) e in Germania (Finanziamento della German Research Foundation SFB/TRR 129 Oxyflame) sono invece in corso corposi progetti di ricerca sulla ossicombustione del carbone.

Nazionale

In Italia non vi sono impianti oxyfuel a carbone di taglia commerciale ma neanche dimostrativi.

Un recente compendio delle attività di ricerca di ricerca sulla tecnologia oxyfuel in corso o pregresse è discusso in [3].

Una prima sperimentazione è stata condotta nell'impianto di prova da 3 MWth di Enel S.p.A. a Livorno [4].

ITEA ha invece sperimentato sull'impianto pilota ISOTHERM da 5 MWth a Gioia del Colle, in collaborazione con Enel S.p.A., un nuovo concetto di ossi-combustione "senza fiamma" in ambiente pressurizzato. E' stato studiato per Sotacarbo uno scale-up a 50 MWth del sistema, da installare al Sulcis; il progetto è attualmente in stand by ma sono in corso ulteriori valutazioni e analisi costi/benefici. E' stato condotto uno studio di fattibilità da parte di Enel S.p.A. in collaborazione con il MIT americano per l'applicazione della tecnologia ad impianti di scala commerciale fino da 350 MWe [5].

L'applicazione di membrane per la separazione dell'O₂ nell'impianto ASU è stato uno degli obiettivi di ricerca del progetto DEMOYS sviluppato del 7° Programma Quadro UE. Il progetto (2010-14) ha coinvolto RSE (coordinatore), l'Università degli Studi di Genova, il Politecnico di Milano, Rezia Energia Italia e Foster Wheeler Italiana.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia oxyfuel su larga scala è più specificamente dedicata alla generazione di energia elettrica. Come per altre tecnologie di cattura della CO₂ applicabili su impianti di grossa taglia potrebbe essere di ausilio nel settore petrolifero, dove in effetti era nato il concetto di oxyfuel ipotizzandone l'impiego per produrre e catturare CO₂ da immettere nei pozzi per migliorare la capacità estrattiva di petrolio o gas, contribuendo così al processo EOR (Enhanced Oil Recovery). Su scala più ridotta, il processo di ossi-combustione risulta utilizzato per il miglioramento della produttività e la riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di NO_x nei settori industriali di vetro, alluminio, cemento, acciaio e incenerimento dei rifiuti [9].

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

DOE/NETL ha condotto alcune simulazioni numeriche su tre alternative di impianto oxyfuel di produzione di energia elettrica, tutti di potenza netta pari a 550 MW, alimentati da carbone bituminoso e dotati di desolfatore con efficacia al 98% e sistema di abbattimento polveri del 99.8% [10]; il contenimento degli NO_x è anche affidato al ricircolo dei gas effluenti. Sono stati considerati un impianto Super-Critico (SC) e un impianto USC, entrambi con impianto ASU criogenico; il terzo è lo stesso impianto SC con ASU che utilizza membrane a trasporto ionico (ITM).

Nello studio l'emissione in atmosfera di CO₂ dalle due unità con ASU criogenica è considerata trascurabile e quindi uguale a 0; per l'unità con ASU a tecnologia ITM l'emissione di CO₂ è calcolata pari a 0.085 kg/MWh ed è dovuta al riscaldatore

a gas naturale richiesto per il sistema ITM. Anche le altre emissioni (SO_2 , NO_x , polveri e Hg) sono considerate praticamente trascurabili o nulle, a causa dell'abbattimento realizzato nell'impianto di purificazione della CO_2 e anche perché quelle residue verrebbero sequestrate con la CO_2 .

La sostanziale riduzione delle emissioni è stata sperimentata anche nei tre impianti pilota di Schwarze Pumpe, Callide e Ciuden [1].

Emissioni CO_2 /MWh

In linea con quanto riportato in letteratura, si evidenzia come le emissioni in atmosfera di CO_2 degli impianti oxyfuel siano trascurabili. Valori marginali di emissione si hanno negli impianti che dovessero impiegare la tecnologia ITM per l'ottenimento dell' O_2 .

Emissioni CO_2 /MWh evitate

Dati di letteratura [11] indicano per impianti sub-critici valori di emissione di $\text{CO}_2 \geq 880$ kg/MWh, per cui si può assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh. Poiché le emissioni di CO_2 da impianti oxyfuel sono considerate trascurabili, un valore indicativo di emissioni evitate adottando tale tecnologia può essere riconducibile allo stesso valore di 900 kg/MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento è strettamente legato alla natura dell'impianto considerato. Valori per le tre tipologie più comuni di impianto oxyfuel riferiti al potere calorifico superiore (HHV) o inferiore (LHV) del carbone Illinois 6 utilizzato come combustibile sono [10]:

Impianto SC (ASU criogenica): HHV = 29,3% LHV = 30,7%

Impianto USC (ASU criogenica): HHV = 33,0% LHV = 34,6%

Impianto SC (ASU a tecnologia ITM): HHV = 29,3% LHV = 30,7%

La perdita di rendimento rispetto ai corrispettivi impianti a polverino di carbone con combustione in aria è pari a 10,1 punti percentuali per l'impianto SC e a 11,6 punti percentuali per la configurazione USC.

Nello studio DOE si assume in tutti i casi un valore di disponibilità tecnica (Capacity factor) pari a 0.85 e la vita utile degli impianti viene indicata come non inferiore a 30 anni.

Studi condotti su impianti oxyfuel di taglia commerciale (da 168 a 1100MW) hanno dimostrato come il rendimento sia influenzato dalla potenza lorda [1]. I valori di rendimento netto LHV documentati variano nel range 33,3÷38,3%, con un massimo del 44% calcolato da Air Liquide. La perdita di rendimento rispetto ai corrispettivi impianti in aria viene indicata in valori dal 7% al 12,7%.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le principali problematiche associate agli impianti di generazione oxyfuel [9] sono legate all'unità di separazione dell'aria (ASU) e all'unità di depurazione della CO_2 (CPU). Recentemente, sono stati compiuti progressi significativi nello sviluppo di una CPU efficace per il trattamento dei gas di scarico, per cui la CPU non solo agisce come una unità di purificazione di CO_2 ma anche come unità di controllo delle emissioni. Potenzialmente una centrale oxyfuel potrebbe eliminare apparecchiature come il desolfatore (FGD) e il DeNO_x , nonché dispositivi di controllo del Hg, come iniezione di carboni attivi. Allo stato attuale, la tecnologia oxyfuel non offre la flessibilità di un impianto standard a carbone. L'ossi-combustione non consente la cattura parziale della CO_2 . Pertanto un impianto oxyfuel necessita di un chiaro quadro regolatorio a lungo termine, che garantisca la possibilità di sequestro della CO_2 per tutta la vita dell'impianto. Per gli stessi motivi, la disponibilità di un impianto oxyfuel è legata anche a quella del sistema di sequestro. L'unità ASU è responsabile per quasi due terzi della perdita di efficienza ed è anche una voce rilevante nei costi di capitale. Il costo di produzione dell' O_2 deve essere migliorato sia energeticamente che economicamente per rendere la tecnologia Oxy-fuel concorrenziale. Tecnologie innovative basate su membrane non sono ancora in grado di produrre in modo affidabile e competitivo le grandi quantità di O_2 necessarie per un impianto oxyfuel di scala commerciale, anche se le valutazioni energetiche effettuate mostrano un potenziale risparmio del 30% circa dell'energia necessaria per la separazione [12]. Altre aree che necessitano di miglioramenti sono costituite dalla minimizzazione dei rientri d'aria, che porta ad un aumento dei costi per il funzionamento della CPU, e lo sviluppo di nuovi materiali ad alta temperatura per consentire di operare con più elevate concentrazioni di O_2 , riducendo il fabbisogno energetico per il riciclo dei gas combusti.

L'integrazione di sistemi CCS pone inoltre problemi legali/regolatori per il sequestro della CO_2 .

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Lo sviluppo della tecnologia potrebbe generare delle ricadute per l'industria italiana in termini di valore aggiunto date dalla possibilità di esportare la tecnologia oltre i confini nazionali.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Potenziali utilizzatori della tecnologia possono essere individuati nelle utilities elettriche operanti sul territorio nazionale e per le quali parte della produzione di energia elettrica prevede il carbone come fonte primaria.

Sviluppo della tecnologia

Le società attive nello sviluppo della tecnologia sono:

- Enel S.p.A.
- ITEA S.p.A.
- Sotacarbo S.p.A.
- IFRF (International Flame Research Foundation), con sede a Livorno www.ifrf.net.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Un recente compendio delle attività di ricerca svolte in Italia sul tema del carbone pulito si trova in [5].

Oltre alle già citate Enel S.p.A., ITEA S.p.A., Sotacarbo S.p.A e IFRF, ENEA, CNR e diverse università studiano materiali e processi legati all'oxyfuel.

BEST PRACTICES

L'unico esempio italiano di impianto pilota oxyfuel è quello del progetto ISOTHERM di ITEA da 5 MWth a Gioia del Colle che tuttavia si contraddistingue dagli altri impianti esistenti per una propria tecnica originale.

A livello europeo sono censiti i 2 progetti pilota di Schwarze Pumpe e Compostilla e il progetto dimostrativo White Rose, attualmente in stand-by. Vi è poi il progetto di Lacq in Francia, dove però la caldaia è a gas [7].

A livello extra-europeo sono elencati come progetti pilota [7] l'impianto da 30 MW di Callide in Australia, che ha terminato la sperimentazione nel 2015, e l'impianto da 50 MW di NET Power in Texas (USA), con gas naturale come combustibile, il cui avviamento è previsto nel 2017.

Oltre al progetto inglese di White Rose, tra gli impianti dimostrativi sono pianificati [8] il progetto cinese di Daqing, con caldaia a carbone da 350 MW, e quello del centro di ricerca Korea CCS R&D Center, con caldaia oxyfuel a carbone da 500 MW.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] T.Lockwood, "Developments in oxyfuel combustion of coal", IEA Clean Coal Centre, CCC/240, ISBN: 978-92-9029-561-7, August 2014
- [2] http://www.the-linde-group.com/en/clean_technology/clean_technology_portfolio/carbon_capture_storage/oxyfuel_technology/index.html
- [3] S.Mills, "Prospects for coal and clean coal technologies in Italy", IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [4] G.Benelli, "From clean coal power plants to the zero emissions power plants: 10 years of experiences of ENEL", Presentation to Institute of Materials, Minerals and Mining, London, UK, 26 pp, 7 Nov 2013
- [5] G.Benelli et alii, "Oxy-coal combustion pressurized technology: Status and developments. ENEL-ITEA collaboration", IFRF-TOTeM 41, Warsaw, Poland, 10-11 June 2014
- [6] http://sequestration.mit.edu/tools/projects/white_rose.html
- [7] http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_pilots.html
- [8] https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_capture.html
- [9] <http://cornerstonemag.net/overview-of-oxy-fuel-combustion-technology-for-co2-capture/>
- [10] "Pulverized Coal Oxycombustion Power Plants - Volume 1: Bituminous Coal to Electricity Revision 2", Final Report, DOE/NETL-2007/1291, August 2008
- [11] "Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generations", IEA, 2012
- [12] P. Savoldelli - Valutazione tecnico-economica relativa all'impiego di membrane per separazione di ossigeno in cicli IGCC e oxyfuel. Rapporto di Ricerca di Sistema, RSE (ex- CESI Ricerca) prot. 08000984, 2008

CARBON CAPTURE, UTILIZATION AND STORAGE (CCUS)

F. Barzagli, M. Peruzzini, A. Sanson - CNR
P. Deiana - ENEA

DESCRIZIONE TECNICA

CCS (Carbon Capture and Storage) è il termine generale per indicare un insieme di tecnologie e tecniche che consentono la riduzione delle emissioni in atmosfera di CO₂ provenienti da grandi sorgenti stazionarie, come ad esempio centrali elettriche alimentate a combustibili fossili, per mezzo della sua cattura e il successivo stoccaggio, solitamente in una formazione geologica sotterranea [1][2]. Questa tecnica permette l'uso di combustibili fossili con emissioni di CO₂ significativamente più basse. Per questo motivo CCS può essere visto come un'opzione di mitigazione importante nella transizione globale verso un'economia sostenibile low-carbon, sia nel settore della produzione di energia che nell'industria [3][4]. La "catena" CCS si compone di tre fasi: cattura, trasporto e stoccaggio. Ogni stadio del CCS è tecnicamente disponibile e utilizzato in differenti settori commerciali da anni [2][5]. Tuttavia l'applicazione congiunta di queste tecnologie a sorgenti di emissione di CO₂ è ancora troppo penalizzante in termini energetici ed economici, limitandone quindi l'applicazione su vasta scala [2]. Ad oggi diverse tecnologie, con diversi gradi di maturità, sono in competizione per essere la soluzione a più basso costo per ogni fase all'interno della catena CCS, così da rendere l'intero processo applicabile su vasta scala.

Le tecnologie CCS sono presenti nel Blue Map Scenario 2050 realizzato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), dove sono riportati i possibili contributi delle diverse strategie di mitigazione per contenere il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C in più rispetto alla temperatura media del periodo preindustriale (Figura 1) [6].

Come evidenziato dalla Technology Roadmap on CCS della AIE, CCS dovrebbe contribuire per il quasi 20% alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera, andando a catturarne fino a 10 Gt all'anno (stima per il 2050). Il numero di impianti dovrà quindi passare dai 15 odierni a circa 100 nel 2020 fino a quasi 3500 nel 2050 [7].

Recentemente, un'alternativa correlata a CCS, ovvero il Carbon Capture and Utilization (CCU), ha iniziato a attirare l'attenzione mondiale perché in grado di trasformare le emissioni di CO₂ di scarico in prodotti di valore. CCU combina la cattura di CO₂ col suo riutilizzo sia come fluido tecnologico che come reagente per la produzione di sostanze chimiche, plastiche o combustibili. Il vantaggio principale di questa tecnologia è quello di ottenere alla fine un prodotto di valore commerciale in grado di bilanciare i costi necessari per la cattura di CO₂ [8].

L'applicazione più rilevante per la produzione di combustibili e chemicals è certamente la sintesi dei combustibili direttamente utilizzabili, come la produzione di metano mediante riduzione della CO₂ con H₂ prodotto dall'acqua mediante elettrolisi alimentata da fonte rinnovabile o da esuberanti energetici della rete. Altri combustibili significativi sono il metanolo e il dimetil-etero (DME). Sempre nell'ambito della produzione di combustibili gassosi riveste particolare interesse la produzione di Substitute Natural Gas (SNG) da CO e CO₂ contenuti nel syngas proveniente dalla gassificazione di carbone e/o biomasse, mediante un processo catalitico di idrogenazione degli stessi. La produzione di SNG da carbone presenta il vantaggio di ottenere un gas immediatamente collocabile sul mercato della distribuzione verso gli usi finali, senza richiedere ulteriori sezioni di raffinazione, con particolare ricaduta di un impiego massiccio di carboni di basso rango, di scarso valore commerciale.

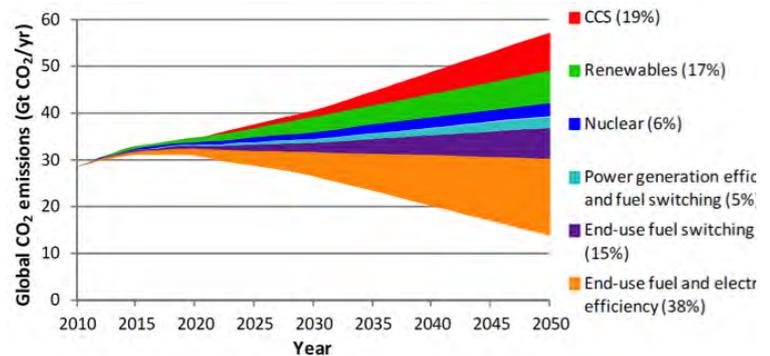


Figura 1 Contributo delle tecnologie alla riduzione di CO₂ nello scenario Blue Map

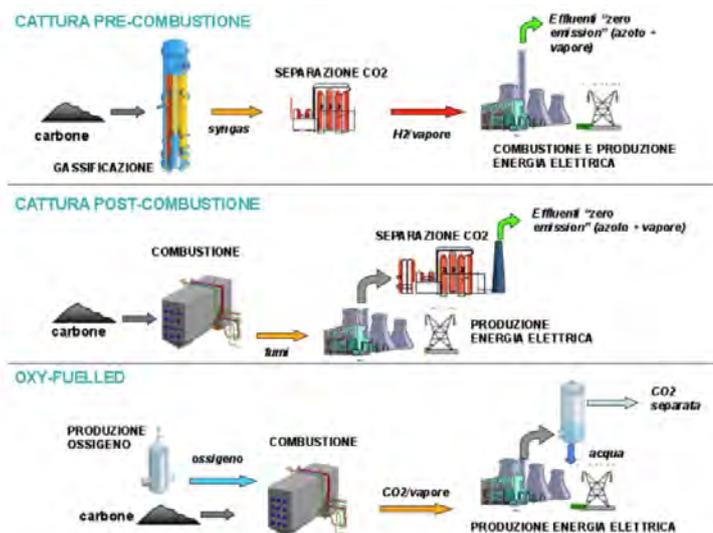


Figura 2 Tecnologie per la cattura di CO₂

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

A livello mondiale (dati relativi al 2015) gli impianti *large-scale* di cattura e stoccaggio di CO₂ sono [9]:

- 15 impianti (2 europei) in funzione, cattura complessiva 28 Mt/anno
- 7 (0 europei) che diventeranno operativi entro il 2017, cattura stimata complessiva 12 Mt/anno
- 11 progetti (4 europei) in via di definizione che diventeranno operativi presumibilmente entro il 2025, cattura stimata complessiva 15 Mt/anno.

A questi si devono aggiungere numerosi impianti pilota e dimostrativi sparsi nel mondo, per una cattura di CO₂ totale di 0,1 Mt/anno [9].

Vi sono inoltre 12 progetti in fase di studio preliminare, che porteranno il numero di impianti *large-scale* ad un totale di 45, per una capacità di cattura di circa 80 Mt/anno[9].

Nazionale

Al momento non sono presenti in Italia impianti *large-scale* di cattura e stoccaggio di CO₂.

Entro il 2015 sarebbe dovuto diventare operativo l'impianto di cattura e stoccaggio di Porto Tolle (Enel, Aker Clean Carbon). Il progetto, che sarebbe stato finanziato anche nell'ambito dell'EEPR (European Energy Programme for Recovery), riguardava la tecnologia di cattura mediante post-combustione verificata su una centrale a co-combustione da 250 MW, con cattura di CO₂ da 1 Mt/anno e stoccaggio off-shore. La realizzazione dell'impianto è stata interrotta nel 2013 su richiesta del promotore a causa di problemi legati alle autorizzazioni e alla mancanza di prospettive in merito al completamento della struttura finanziaria del progetto [10][11].

Anche il progetto CCS Sulcis che prevedeva la realizzazione e messa in opera di una centrale elettrica da 450 MW strettamente integrata con le miniere di carbone del Sulcis è al momento in stand by mentre proseguono le attività di caratterizzazione del sito di stoccaggio [12].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia è già matura, e la presenza di impianti *large-scale* già funzionanti lo testimonia. TRL 8-9

Le esperienze maturate in questi primi impianti serviranno per migliorare e rendere energeticamente più sostenibili le future installazioni.

Ci sono molti studi e attività di ricerca mirate a sviluppare nuove e più efficienti tecniche di cattura di CO₂ con risultati preliminari promettenti, ma con la necessità di passare da una sperimentazione su impianti pilota. Ciò riguarda anche lo sviluppo di tecnologie CCU di cattura e utilizzo integrati di CO₂.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Essendo una tecnologia per ridurre le emissioni di CO₂ da grandi sorgenti stazionarie, è strettamente correlata alle centrali elettriche alimentate a combustibile fossile, ma anche geotermoelettriche.

Un'altra opzione allo studio è l'applicazione della CCS agli impianti alimentati a biomassa che potrebbe portare alla riduzione netta del contenuto di CO₂ nell'atmosfera (con addirittura emissioni negative), anche se tipicamente gli impianti a biomassa hanno taglie contenute (25-50 MW contro i 500-1000 MW degli impianti a carbone). Perciò il costo specifico della cattura della CO₂ per kW in questi impianti risulterebbe praticamente raddoppiato.

Altra possibile applicazione, che vanta oramai più di vent'anni di esperienza, è legata all'upgrading del gas naturale a bocca di pozzo, ove le concentrazioni di CO₂ vengono abbattute con la cattura operata sul raw gas e la CO₂ risultante viene utilizzata come cushion-gas per applicazioni di Enhanced Gas Recovery [22].

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Oltre all'applicazione a centrali elettriche alimentate a combustibili fossili e centrali geotermoelettriche, la tecnologia CCS può essere applicata ad ogni sorgente di emissioni stazionaria, quindi ad esempio acciaierie, fonderie, cementifici e industrie per la produzione di sostanze chimiche e/o combustibili come SNG, metanolo e DME.

In maniera dipendente dalla taglia dell'impianto in esame, e quindi dalla quantità di CO₂ emesso e catturabile, è possibile abbinare processi di utilizzo di CO₂ per ottenere sostanze chimiche, plastiche, combustibili (CCU) o, se la posizione geografica lo consente, utilizzare CO₂ per favorire l'estrazione di petrolio (Enhanced Oil Recovery - EOR) o metano (Enhanced Coal-Bed Methane Recovery - ECBM) [8].

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

È una tecnologia applicabile alle centrali elettriche già esistenti (attraverso retrofitting) oppure integrabile in eventuali realizzazioni future di centrali capture ready. Considerando le risorse nazionali, è di particolare interesse per applicazioni a centrali elettriche a carbone, a gas naturale e centrali geotermoelettriche.

Particolare attenzione deve essere rivolta all'individuazione dei siti di stoccaggio, siano essi sotterranei o marini.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto dipende fortemente da vari fattori: dalla fonte emissiva, dalla tecnica scelta (pre-combustione, post-combustione, oxyfuel), dalla tecnologia utilizzata per la cattura di CO₂.

La stessa tecnologia, usata con combustibili differenti, provoca emissioni diverse e conseguentemente anche un impatto ambientale differente. In generale si può affermare che la tecnologia convenzionale, che prevede la cattura con soluzioni acquose di etanolamina (MEA), comporta il rilascio in atmosfera e in acqua di prodotti di degradazione termica e ossidativa di MEA, e quindi un incremento dell'impatto tossicologico sull'uomo e l'ambiente.

Altri impatti derivano dal tipo di combustibile usato, che in alcuni casi può rilasciare in aria e acqua metalli pesanti.

Il trasporto e lo stoccaggio comportano generalmente un impatto inferiore [17].

L'impatto ambientale delle tecnologie CCS è tuttora in fase di studio.

Emissioni CO₂/MWh

La produzione di energia da fonti fossili è la più importante fonte di emissione di CO₂. Si evidenzia, a titolo di riferimento, che i moderni impianti a carbone con efficienza pari a 43-44% su base PCI emettono 740-760 kg CO₂/MWh (fino a 6 MtCO₂ all'anno per 1000 MW), con una concentrazione in volume pari a 13-14% di CO₂ nei fumi. I cicli combinati a gas naturale con efficienza 55-56% su base PCI emettono 370-380 kg CO₂/MWh, con una concentrazione in volume di 3-4% di CO₂ nei fumi.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate dipendono dal tipo di impianto CCS che viene realizzato e dal tipo di sorgente stazionaria a cui viene applicato.

Quando tali tecnologie sono applicate a centrali elettriche a combustibile fossile, considerando che il target di cattura è del 90% di CO₂ emesso, si possono ipotizzare almeno [19]:

- 850 kgCO₂/MWh evitati per centrali alimentate a carbone
- 600 kgCO₂/MWh evitati per centrali alimentate a olio combustibile
- 360 kgCO₂/MWh evitati per centrali alimentate a gas naturale.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'utilizzo di tecnologie CCS può ridurre le emissioni di CO₂ dagli impianti di potenza del 90%, con una riduzione di efficienza energetica pari a circa 8-12 punti percentuali [18]. Secondo la IEA, la CCS applicata alla generazione elettrica e alla produzione industriale può contribuire per circa il 20% alla riduzione delle emissioni globali entro il 2050 [7]. Poiché gli impianti di generazione elettrica hanno una vita abbastanza lunga (30-50 anni), una rapida espansione delle tecnologie CCS implica nel breve periodo l'esecuzione di retrofitting su impianti esistenti, opzione in genere più costosa rispetto al costruire da zero un impianto equipaggiato con CCS. Una soluzione nel breve-medio termine potrebbe essere la costruzione di impianti "capture ready", ossia già predisposti per l'inserimento di sistemi di cattura [18].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Data la varietà di tecnologie e possibilità applicative, i costi connessi alla realizzazione e al mantenimento di impianti CCS possono essere molto differenti fra loro e devono essere valutati per ogni singolo caso.

A titolo esemplificativo, si possono riportare i costi di realizzazione di due impianti CCS correlati alla produzione di energia, ovvero il Boundary Dam, operativo dal 2014, e il progetto italiano di Porto Tolle, non realizzato.

- Boundary Dam: il costo totale del progetto è stato di 1,3 miliardi di dollari. Di questi, 800 milioni utilizzati per realizzare il processo CCS, gli altri 500 milioni per il retrofit alla centrale già esistente. Sulla base di questa prima realizzazione, SaskPower

ritiene che sarà possibile ridurre i costi del 20-30% per la prossima unità CCS. Il Boundary Dam project ha ricevuto 240 milioni di dollari dal governo federale, più altri finanziamenti dal governo provinciale. Oltre che dall'elettricità generata, le entrate provengono dalla vendita di CO₂, acido solforico, e fly ashes [11].

- Porto Tolle: il costo totale del progetto era stato stimato di 2,5 miliardi di euro. ENEL avrebbe dovuto ricevere un totale di circa 400 milioni di euro da parte dell'UE per la realizzazione del progetto. Il progetto Porto Tolle, che faceva parte dell'European CCS Demonstration Project Network, era stato inoltre premiato col finanziamento di 100 milioni di euro dalla comunità europea tramite l'European Energy Program for Recovery (EEPR) [10] [11].

Ad oggi sono in corso numerosi studi per stabilire quale incidenza economica possano avere questi tipi di impianti.

Raccogliendo oltre 100 contributi e con 2 anni di lavoro la European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, più nota come ZEP, ha pubblicato nel 2011 un rapporto estensivo per la valutazione dei costi della cattura, dello stoccaggio e del trasporto della CO₂ [20].

Nella sostanza il rapporto sostiene che la CCS potrà dal 2020 competere sui costi con le altre tecnologie di generazione elettrica a basse emissioni di carbonio. Questo sarà possibile basandosi sui dati ottenuti e validati dagli impianti ad oggi in opera e con l'introduzione di tecnologie di seconda e terza generazione [20].

Molti casi di studio sono riportati anche nel Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation realizzato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) [21].

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le maggiori barriere allo sviluppo e alla diffusione delle tecnologie CCS sono rappresentate principalmente dal costo dei progetti dimostrativi (dell'ordine delle centinaia di milioni di euro per impianto), dai costi di gestione, dalla necessità che lo stoccaggio sia permanente e sicuro [2][18]. La ricerca in tale settore, e i risultati derivanti dai primi impianti large scale, concorreranno per rendere queste tecnologie più accessibili e più facilmente implementabili a fonti di emissione di CO₂ stazionarie. Altri ostacoli sono relativi alla mancanza di politiche governative volte alla regolamentazione e all'incentivazione di tali sistemi. L'applicazione di permessi, licenze, diritti è necessaria per favorire gli investimenti privati e l'accettabilità da parte dell'opinione pubblica. I meccanismi di mitigazione delle emissioni come l'emission trading dovrebbero quindi includere l'opzione della CCS [18].

■ POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Anche l'Italia partecipa da protagonista agli sforzi internazionali in atto per far sì che la CCS diventi una realtà che sia economicamente percorribile, preservando l'ambiente e la salute.

Le attività di ricerca svolte dai vari enti sopra citati sono all'avanguardia e in linea con quelle realizzate a livello internazionale. È necessario procedere in ambito dimostrativo tramite la realizzazione di piloti e veri e propri impianti *large scale*. Il sopra citato progetto del Sulcis può rappresentare un interessante occasione per sviluppare la tecnologia.

■ POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

CCS riguarda la cattura di CO₂ da grandi sorgenti stazionarie.

È in grado di impattare il sistema industriale andando a catturare CO₂ da industrie che emettono in grandi quantità e in maniera continuativa. L'applicazione della tecnologia CCS ad un determinato impianto ne comporta la diminuzione del 90% delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore energetico: cattura di CO₂ correlata a produzione di energia elettrica da combustibili fossili o fluidi geotermici
 - Settore industriale: cattura di CO₂ correlata a attività industriale di produzione di materie plastiche, composti chimici, acciaierie, cementifici.
- Gli stessi settori sono coinvolti anche nella possibile applicazione di tecnologie CCU.

Sviluppo della tecnologia

- ENEL
- ENI
- ENEA
- CNR
- Sotacarbo
- Polo Tecnologico del Sulcis
- ITEA (ossicombustione).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Oltre alle varie attività di ricerca svolte dagli Enti di Ricerca e dalle Università, una iniziativa significativa di tipo sperimentale-dimostrativo è stata intrapresa da ENEL ed ENI.

ENEL ed ENI hanno sottoscritto nel 2008 un Accordo strategico di collaborazione per lo sviluppo di tecnologie per la cattura, il trasporto e il sequestro geologico di CO₂ e per accelerare lo sviluppo della CCS. Gli obiettivi della collaborazione sono [15]:

- la costruzione del primo progetto pilota integrato in Italia, in grado di unire il progetto pilota di ENEL per la cattura post-combustione di CO₂ a Brindisi e il progetto pilota ENI di iniezione in un giacimento esausto di gas a Cortemaggiore e Besenzone (Piacenza)
- la realizzazione di uno studio dettagliato di fattibilità per la costruzione di un impianto dimostrativo integrato su larga scala relativo alla centrale di Porto Tolle
- la valutazione congiunta del potenziale di stoccaggio della CO₂ in Italia.

ENEA ha firmato nel 2014 un'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Autonoma della Sardegna e Sotacarbo (SpA controllata con quote paritetiche del 50% da ENEA e Regione Sardegna) per la costituzione di un centro di eccellenza sull'energia pulita in Sardegna (Polo Tecnologico del Sulcis). L'intesa prevede lo stanziamento di 30 milioni di euro per un programma decennale di attività di ricerca nell'ambito del polo tecnologico del Sulcis, dove operano Sotacarbo ed ENEA. Gli interventi previsti riguardano quattro linee di attività: tecnologie per l'uso sostenibile di combustibili fossili (di cui l'area del Sulcis è storicamente zona di estrazione), efficienza energetica nell'edilizia, sviluppo delle fonti rinnovabili con sistemi di accumulo e valorizzazione energetica dei rifiuti e degli scarti della chimica verde [16].

ENEA è coinvolta nello sviluppo su scala significativa di un processo di cattura multi-ciclica della CO₂ a emissioni zero, basato sulla de-carbonizzazione del combustibile fossile (solido o gassoso), con cattura della CO₂, produzione di idrogeno e sua combustione in una turbina a gas per la produzione di energia elettrica, tramite l'esercizio della Piattaforma multipurpose ZECOMIX (Zero Emission of CarbOn with MIXed technologies)[23].

ENEA effettua ricerche sulle tecnologie CCU, in particolare, selezione dei catalizzatori dei sorbenti, individuazione delle condizioni di massima resa di conversione ecc., anche attraverso l'esercizio di piccoli impianti dimostrativi (Impianto FENICE e GESSYCA) volti allo studio dell'integrazione delle tecnologie di cattura della CO₂ con fonti energetiche rinnovabili [23].

BEST PRACTICES

A livello internazionale l'esempio più significativo dell'applicazione delle tecnologie CCS è rappresentato da "Integrated Carbon Capture and Storage Project at SaskPower's Boundary Dam Power Station", ovvero il primo (e finora unico) impianto di cattura e stoccaggio di CO₂ operativo su scala commerciale collegato direttamente ad una centrale elettrica, quella a carbone di Estevan, Saskatchewan, Canada, al Boundary Dam Power Station. Operativo dall'ottobre 2014 [9][13]. Impianto da 139 MW gross. (110 MW net) cattura di circa 1 MtCO₂/anno. Tecnologia retrofit post-combustione [11].

Nel 2015 sono diventati operativi due nuovi progetti: Quest in Canada, cattura fino a 1 milione di tonnellate di CO₂/anno dalla produzione di idrogeno al Scotford Oil Sand Upgrader per iniettarlo in un deposito acquifero salino a 2 km; mentre in Arabia del Sud, il progetto Uthmaniyah è pianificato che dovrebbe catturare circa 800000 t/anno dall'impianto di recupero del gas naturale di Hawiyah da utilizzarsi per l'EOR (Enhanced Oil Recovery) dell'impianto di Ghawar.

Esistono poi alcuni esempi di impianti che utilizzano tecnologie CCS su scala commerciale connessi a attività industriali. Fra questi, da segnalare lo Sleipner project operativo nel Mare del Nord, al largo delle coste occidentali della Norvegia dal 1996 [22]. L'impianto, di proprietà di Statoil, consente di purificare il gas naturale, estratto dal giacimento di Sleipner, dal CO₂ presente (fino al 9%) con tecnologia basata su ammine, in grado di catturare fino a 0,9 Mt all'anno. CO₂ viene poi iniettato in un giacimento esausto. È stato il primo impianto CCS commerciale al mondo, operativo dal 1996 [11][14].

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] J. Jared Ciferno, J. Litynski, L. Brickett, J. Murphy, R. Munson, C. Zaremsky, J. Marano, J. Strock. DOE/NETL Advanced Carbon Dioxide Capture R&D Program: Technology Update. May 2008
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2005
- [3] International Energy Agency. www.iea.org
- [4] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Fifth Assessment Report (AR5). 2014
- [5] International Energy Agency (IEA). Energy Technology Perspectives 2010. Paris, France. 2010
- [6] International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook Presentation. London, UK. 2013
- [7] International Energy Agency (IEA). Technology Roadmap. Carbon capture and storage. OECD/IEA, Paris. 2009
- [8] M.E. Boot-Handford, J.C. Abanades, E.J. Anthony, M.J. Blunt, S. Brandani, N. Mac Dowell, J.R. Fernandez, M.C. Ferrari, R. Gross, J.P. Hallett, R.S. Haszeldine, P. Heptonstall, A. Lyngfelt, Z. Makuch, E. Mangano, R.T.J. Porter, M. Pourkashanian, G.T. Rochelle, N. Shah, J.G. Yao, P.S. Fennell. Carbon capture and storage update. *Energy Environ. Sci.*, 2014, 7, 130–189
- [9] The global Status of CCS | 2015. Global CCS Institute
- [10] EEPR CO₂ capture and storage project. European Commission. http://ec.europa.eu/energy/eepr/projects/files/carbon-capture-and-storage/ccs-eepr-summary_en.pdf
- [11] The Carbon Capture and Sequestration Technologies Program at MIT. <https://sequestration.mit.edu/index.html>
- [12] Energy Research Knowledge Centre. European Commission. <https://setis.ec.europa.eu/energy-research/project/integrated-ccs-sulcis-project>
- [13] 'IEAGHG, "Integrated Carbon Capture and Storage Project at SaskPower's Boundary Dam Power Station", 2015/06, August 2015'
- [14] website <http://www.statoil.com/en/OurOperations/ExplorationProd/ncs/sleipner/Pages/default.aspx>
- [15] Osservatorio CCS. <http://www.osservatorioccs.org/italia.htm>
- [16] ENEA <http://www.enea.it/it/comunicare-la-ricerca/news/piano-sulcis-per-un-centro-d2019eccellenza-sull2019energia-pulita-in-sardegna-enea-firma-intesa-con-ministero-dello-sviluppo-economico-regione-sardegna-e-sotacarbo>
- [17] P. Zapp, A. Schreiber, J. Marx, M.Haines, J.F. Hake, J. Gale. Overall environmental impacts of CCS technologies—A life cycle approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Volume 8, May 2012, Pages 12–21
- [18] Analisi e modellazione di impianti di produzione elettrica a carbone equipaggiati con sistemi CCS. Report Ricerca di Sistema Elettrico. Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA. 2010.
- [19] Valori delle emissioni di CO₂ per MWh presi da: International Energy Agency (IEA). CO₂ Emissions From Fuel Combustion: Beyond 2020 Documentation (2012 Edition)
- [20] The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. 2011
- [21] Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation. International Energy Agency (IEA). 2011
- [22] Sleipner, 20 years of successful storage operations and key learning for future projects, CSLF Workshop in association with the Carbon Capture and Storage Association , Wednesday, 29 June 2016
- [23] Energia, efficienza, innovazione, Una selezione delle eccellenze ENEA, <http://www.enea.it/it/comunicare-la-ricerca/documenti/lenea-e-le-sue-attivita/enea-eccellenze.pdf>

SISTEMI COGENERATIVI

DESCRIZIONE TECNICA

I motori alternativi a ciclo Otto e ciclo Diesel costituiscono la tecnologia dominante nel campo delle piccole potenze, da pochi kW fino a circa 30 MW. Questo tipo di macchina è quella con il più ampio range di potenze erogabili rispetto a tutte le altre, ed è stata sviluppata e ha sperimentato eccezionali progressi di prestazioni e di affidabilità come propulsore per i mezzi di trasporto dopo i primi successi commerciali di inizio scorso secolo. La lunga "storia" del motore alternativo fa sì che, al pari dei cicli vapore, rappresenti una tecnologia più che "matura". Ancora oggi, grazie al continuo lavoro di ricerca e sviluppo, soprattutto nel settore automotive, si riscontrano anno dopo anno significativi progressi, soprattutto in termini di incremento della densità di potenza. La classificazione più naturale di questi motori dipende dal tipo di ciclo termodinamico realizzato:

- motori Otto o ad accensione comandata, nei quali la fase di combustione avviene in seguito all'innesco di una energia esterna
- motori Diesel o ad accensione spontanea, nei quali la fase di combustione avviene a pressione pressoché costante senza necessità di innesco.

Esistono inoltre esempi di altri cicli (ad esempio il ciclo Miller) già impiegati in ambito cogenerativo dall'italiana Coke.

Vista l'enorme diffusione, questi motori rivestono un ruolo fondamentale in una serie di applicazioni stazionarie quali:

- gruppi elettrogeni di emergenza
- generazione di elettricità in siti remoti
- cogenerazione di piccola - media potenza.

Elementi distintivi delle applicazioni stazionarie di questa tecnologia sono:

- grandissima flessibilità e affidabilità ottenuta mediante il trasferimento dell'esperienza accumulata nella propulsione
- modularità, realizzata variando il numero dei cilindri in funzione della potenza da erogare
- rendimenti elettrici elevati, dal 20-25% delle macchine da qualche decina di kW al 40% e oltre per i motori da diverse centinaia di kW
- facilità nel reperimento di servizi e di personale per la manutenzione grazie alla capillare diffusione delle versioni automobilistiche che richiedono pratiche concettualmente simili
- costi di manutenzione più elevati delle altre tecnologie per impianti fissi di grande potenza. L'onere della manutenzione è proprio l'elemento fondamentale che, per taglie superiori a qualche MW, impone il passaggio ad altre tecnologie basate su turbomacchine
- emissioni piuttosto elevate di tutti i maggiori macro-inquinanti di interesse normativo nei sistemi non ottimizzati e privi di sistemi di post-trattamento dello scarico. Per soluzioni ben progettate e ottimizzate è possibile rientrare nei limiti di emissione consentiti
- vasta diffusione della sovralimentazione, che consente di aumentare le potenze specifiche (kW per unità di cilindrata) e quindi ridurre i costi
- facilità di avviamento e affidabilità del sistema di accensione, contestualmente alla rapidità di messa a regime.

Le quattro fonti di calore potenzialmente utilizzabili per fini cogenerativi in questi sistemi sono:

- i *gas di scarico* che rappresentano la sorgente termodinamicamente più pregiata, in quanto sono disponibili a temperatura piuttosto elevata (tra 400 e 500 °C). Come tali essi consentono la produzione di vapore di media pressione, tipicamente è riconducibile ai prodotti di combustione il 30-35% del calore totale liberato dal combustibile.
- l'*acqua di raffreddamento* che rappresenta circa il 15-25% dell'input termico totale. Disponibile a temperature prossime ai 100 °C è impiegabile per la produzione di acqua calda ma non ovviamente per la produzione di vapore.
- l'*olio lubrificante*, che rappresenta il 4-7% del totale ed è disponibile a 75-90 °C (recupero conveniente solo nei motori di grossa taglia).
- l'*aria di sovralimentazione*, disponibile solo nel caso di motori turbocompressi, che viene raffreddata per ridurne la densità fino a 60-80°C. Permette di recuperare una quantità di calore pari a quello recuperabile dall'olio di lubrificazione (recupero conveniente solo nei motori di grossa taglia).

I motori alternativi presentano un'elevata flessibilità di impiego per quanto riguarda i combustibili utilizzabili.

I MCI ad accensione comandata, che nel campo della propulsione funzionano prevalentemente a benzina e molto meno diffusamente a GPL e metano, nell'impiego stazionario sono generalmente alimentati a gas naturale oppure a biogas. Il GPL può essere usato in installazioni stazionarie di piccola taglia laddove è facilmente reperibile e a costi vantaggiosi.

Nell'impiego stazionario e per le taglie a partire da 50 kWe, il progetto del motore viene quasi sempre ottimizzato in funzione dell'alimentazione a gas. In tal caso, i motori a gas a ciclo Otto funzionano tipicamente in regime lean-burn, con forti eccessi d'aria, e con precamera per la stabilizzazione dell'accensione. Se si impiega il biogas, il funzionamento è analogo ma è richiesta una modifica del sistema di iniezione per consentire l'ingresso di portate di combustibile maggiore; il biogas essendo principalmente composto di metano e anidride carbonica ha poteri calorifici (tipicamente dell'ordine di 9000-17000 kJ/kg) inferiori al gas

naturale. Una criticità frequente riguarda il controllo del rapporto di miscela che per una data installazione può subire variazioni sensibili nel corso del tempo: a causa dell'irregolarità di composizione delle biomasse di partenza il contenuto di metano nel biogas subisce fluttuazioni notevoli (presentando valori che vanno dal 30 al 60%). Per questo motivo si adottano sistemi di controllo in retroazione del rapporto di miscela, mediante sonda nei fumi che regola la preparazione della miscela.

Esiste inoltre la possibilità di utilizzo di biocarburanti liquidi quali l'etanolo derivante da processi di trasformazione di biomasse vegetali a contenuto zuccherino (canna, barbabietola, ecc.). In questo caso, il funzionamento avviene sempre in miscela con le benzine (almeno al 10%) in modo da consentire l'avviamento a freddo. I motori funzionanti a bioetanolo-benzina non richiedono modifiche se la miscela presenta meno del 10% di etanolo, mentre è richiesta la ri-mappatura della centralina di controllo del motore se il contenuto di biocarburante è maggiore. La presenza di etanolo nel motore può causare erosione degli elastomeri.

I MCI industriali ad accensione spontanea per impiego stazionario possono essere alimentati a gasolio, ad olio combustibile oppure, molto frequentemente, a gas naturale, con l'aggiunta di una piccola percentuale di gasolio: 1-10 % per l'iniezione pilota, che ha la funzione di provocare l'autoaccensione della carica (si parla di motori dual-fuel).

L'impiego del gas al posto di un combustibile liquido fa riscontrare un aumento della potenza poiché è possibile un funzionamento con minore eccesso d'aria senza incorrere in incombusti allo scarico.

Nel campo dei combustibili rinnovabili vi sono una molteplicità di applicazioni: bio-diesel, oli vegetali, oli derivanti da processi industriali di lavorazione di sostanze organiche, oli da grassi animali, oli esausti da cottura cibi, ecc. Il bio-diesel è un combustibile liquido con proprietà molto simili a quelle del gasolio; è un derivato di biomasse oleaginose da cui viene estratto un olio (olio vegetale grezzo) che viene trasformato in bio-diesel, mediante un processo di transesterificazione e raffinazione.

Il biodiesel può essere utilizzato puro al 100% (nei motori di nuova concezione, dove ha una funzione di pulizia iniettori, non richiede interventi; nei motori di vecchia concezione dove si può avere usura di elastomeri dovuta al maggior potere solvente del combustibile si può usare il biodiesel previa modifica di alcune parti) o in miscela con gasolio convenzionale al 30+40% senza alcun intervento sul motore.

L'impiego di biodiesel, che ha minor potere calorifico del gasolio, porta ad un maggior consumo in termini di volume, ma le penalizzazioni di potenza sono contenute in pochi punti percentuali. Rispetto al gasolio, il biodiesel utilizzato puro, elimina completamente i problemi delle emissioni di ossidi di zolfo.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

La tecnologia degli MCI è certamente quella più diffusa per il trasporto ma nel caso delle applicazioni CHP è utilizzata principalmente per applicazioni di piccola e media taglia di potenza (10 kW-1 MWe).

Nazionale

La diffusione in territorio nazionale ricalca quanto già evidenziato in ambito internazionale. La potenza totale prodotta in impianti CHP a motore a combustione interna è di circa 500 MWe.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I MCI rappresentano una tecnologia ormai matura (TRL 9) e molto diffusa soprattutto nella fascia di potenza elettrica tra 100 kW e qualche MW, sebbene ulteriori sviluppi sono sempre ricercati per aumentare l'efficienza di conversione.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

L'interazione con le altre fonti energetiche è essenzialmente legata alla natura del combustibile utilizzato, che può essere molto vario: Gas naturale, Gasolio, Biogas, Bioliquidi, GPL, Olio minerale combustibile, Olio vegetale.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia impatta positivamente sul settore automotive e trasporti in genere, macchine operatrici e per movimento terra.

I motori a combustione interna sono ad oggi la forma più diffusa e adottata di propulsione nel settore dei trasporti.

Pertanto le tecnologie sviluppate in più settori possono essere in parte o in toto trasferite da un settore all'altro.

Particolarmente rilevanti sono gli sviluppi nelle tecnologie per la sovralimentazione, il recupero di calore allo scarico e i sistemi di post-trattamento dei gas di scarico, tutti aspetti di forte interesse attuale nel settore trasporti.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'Italia si configura come un mercato particolarmente interessante per lo sfruttamento di sistemi cogenerativi di piccola media taglia. I principali fattori a supporto della diffusione della tecnologia sono sicuramente l'intensa urbanizzazione, in particolare al Nord Italia, e l'efficienza della rete di distribuzione di gas naturale che copre l'intero paese.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Oltre alla CO₂ gli MCI portano alla produzione principalmente di NO_x, CO e idrocarburi incombusti (HC) nonché di particolato (soprattutto legato ai motori diesel). Le emissioni di CO rapportate al volume di gas di scarico variano tra 300 e 1000 mg/Nm³ (al 5% di O₂). Le emissioni di CO rapportate alla potenza elettrica prodotta oscillano invece tra 1000 3000 mg/kWhe. Le emissioni possono essere ridotte lavorando in condizione di rapporto combustibile/aria controllato e con opportuni filtri antiparticolato (FAP). Tuttavia ad oggi l'unica via per avere un abbattimento delle emissioni inquinanti veramente apprezzabile (fino ai valori permessi dalle normative) è ricorrere all'uso di reattori termici o catalitici che permettono di completare l'ossidazione del CO e degli HC e di ridurre gli ossidi di azoto.

Emissioni CO₂/MWh

Per un MCI alimentato a gas naturale le emissioni di CO₂ sono pari a circa 0.5 kg/kWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Per quanto riguarda il rendimento elettrico (oscillante tra il 28,9 e il 41,1%) rimane abbastanza confermata la sua tendenza ad aumentare con la potenza disponibile; in particolare sono da evidenziare le ottime prestazioni dei gruppi BAXTER CHP motorizzati MAN (tra il 34,8 e il 36,3%) soprattutto in rapporto alla piccola potenza elettrica (che dovrebbe svantaggiarli). Nella fascia medio alta spiccano le unità DEUTZ TCG 2016 che fanno registrare rendimenti elettrici del 40,8 e de 41,1% (il massimo ottenuto).

Prendendo in considerazione invece il rendimento totale (oscillante tra 82,6 e il 91,9%) si comportano molto bene i gruppi CPL (89,9-90,5%), BAXTER (87,3-87,9%) e DEUTZ 2015 (89,2%), mentre eccelle l'unità MTU (91,9%); spicca anche il GE JENBACHER (88,9%).

La vita utile si attesta sui 15 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Costo investimento: ~3500€/kW impianto completo.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore alberghiero
- Industria
- Aeroporti
- Centri commerciali
- ESCO
- Aziende agricole.

Sviluppo della tecnologia

I principali attori italiani nello sviluppo della tecnologia sono:

- Iveco
- Isotta Fraschini Motori S.p.A.
- VM Motori S.p.A.
- Riello S.p.A.
- Riello e Bosch sono inoltre coinvolte nella filiera delle applicazioni CHP (sviluppo di microgeneratori).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le attività di ricerca sono da anni orientate all'efficientamento energetico, al contenimento delle emissioni e al miglioramento delle prestazioni in termini di potenza e affidabilità e sono svolte prevalentemente da Università (Politecnico di Milano, Politecnico di Torino - Dipartimento energia, Università di Cassino, di Perugia, DIEM – Università degli studi di Bologna e di Ferrara ecc.) e centri di ricerca (CNR, ENEA) nonché dal settore privato.

■ BEST PRACTICES

Tra i principali produttori di motori industriali d'interesse per applicazioni cogenerative troviamo nella fascia di potenze tra 100 kW e 10 MW:

- AB-energy
- Caterpillar
- Deutz Power System
- Isotta Fraschini Motori
- Jenbacher
- MAN
- MTU
- Rolls-Royce
- Wartsila
- Waukesha
- Iveco.

Nella fascia di potenze inferiori (< 100kW):

- Aisin (Toyota)
- CPL-Concordia
- EMD
- Energia Nova
- Honda
- MAN
- Sentertech
- Energifera
- Ecogen
- Senertec (DACHS).

Honda, Aisin e Senertec hanno immesso sul mercato macchine molto piccole, nel range 1÷10 kW, destinate espressamente al settore della cogenerazione civile.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] G. Ferrari, "Motori a combustione interna", 2008
- [2] E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, "La microcogenerazione a gas naturale", 2005
- [3] Combined heat and power - Evaluating the benefits of Greater global investment - 2008 - IEA (International Energy Agency)
- [4] Isotta Fraschini Motori (<http://www.isottafraschini.it/>)
- [5] MAN (<http://powerplants.man.eu>)
- [6] AB cogenerazione (<http://www.gruppoab.it/it/>)
- [7] GE (<https://information.jenbacher.com>)

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia adottata dalle micro turbine a gas (MTG) è frutto della ricerca tecnologica sui materiali e sui processi produttivi iniziata negli anni '70 per rendere competitive le turbomacchine nella generazione combinata di energia per piccole taglie (inferiori al MWel). Lo sviluppo tecnologico conseguito ha consentito il raggiungimento di valori di efficienza elettrica del sistema dell'ordine del 30% e una riduzione dei costi produttivi associati alle turbomacchine utilizzate.

L'adozione di turbine a gas tradizionali multistadio a ciclo aperto semplice risultava competitiva per taglie d'impianto medio-grandi, superiori comunque ai 4-5 MWel, mentre le unità di potenza dell'ordine del MWel mostravano costi specifici crescenti e rendimenti penalizzanti, rendendo il costo del kWh prodotto poco competitivo. Ne è derivata la necessità di riprogettare completamente la struttura delle turbomacchine per renderle adatta alla cogenerazione di piccole potenze giungendo così allo sviluppo delle MTG con compressore e turbina radiali.

Dal 2000 le MTG sono diventate una realtà commerciale e una valida alternativa alle tecnologie precedentemente utilizzate in micro e piccola cogenerazione; inoltre la modularità d'impianto, le ridotte emissioni di inquinanti e una elevata affidabilità di funzionamento portano a individuare nella generazione distribuita il loro campo di utilizzo preferenziale.

Come le più grandi turbine a gas, le MTG possono essere usate nella produzione combinata di energia elettrica e calore recuperando attraverso uno scambiatore l'energia termica posseduta dai fumi a valle del rigeneratore (CHP, Combined Heating and Power), e nella trigenerazione (CHCP, Combined Heating, Cooling and Power) dove tutto o parte del calore recuperato è dedicato alla generazione di energia frigorifera, tramite l'impiego di assorbitori.

Tra i principali impieghi delle MTG si segnala:

- cogenerazione: la produzione di energia elettrica e calore permette di raggiungere efficienze complessive del 70-80%. Le microturbine possono soddisfare le necessità di energia elettrica e calore in alberghi, ristoranti, piccole fabbriche, centri commerciali, serre ed essiccatoi, in cui ne sia economicamente conveniente l'utilizzo, tipicamente in ambiti in cui il profilo di domanda dei due effetti utili prodotti (energia elettrica e termica) risulti analogo
- *Flare gas recovery*: viene prodotta energia elettrica in zone isolate (cantieri, piattaforme petrolifere ecc.). Ad esempio, presso depositi significativi di petrolio sono quasi sempre presenti piccole quantità di gas che viene bruciato in torcia, non essendo conveniente il suo recupero; la capacità della microturbina di operare in modo continuo con pochissime fermate per manutenzione consente di utilizzare questo gas e di convertirlo in energia elettrica per alimentare lo stesso sito.

I benefici introdotti dalla microturbine possono essere così riassunti:

- ridotte emissioni di inquinanti e di particolato, senza alcuna necessità di sistemi di trattamento dei fumi
- affidabilità d'esercizio e ridotti costi manutentivi; date le minori parti in movimento soggette ad usura, si ottiene una disponibilità di impianto nettamente maggiore rispetto a quella di un gruppo di generazione a combustione interna; ciò è dovuto alla minor frequenza dei fermi macchina per attività di manutenzione, con i conseguenti risvolti sulla riduzione dei costi delle operazioni di mantenimento del sistema e sulla minore mancata produzione
- costi della tecnologia; grazie al mercato che le MTG hanno ottenuto nelle installazioni per piccola generazione, i costi costruttivi di tali sistemi si sono notevolmente ridotti, portandoli ad una quasi parificazione con quelli relativi alla tecnologia concorrente (MCI)
- varietà di combustibili utilizzabili; dove sia economicamente vantaggioso questo consente di utilizzare le microturbine in assenza di allacciamento alla rete gas, utilizzando come combustibili sottoprodotti di altri processi tecnologici (processi estrattivi petroliferi, di sintesi ecc.)
- ridotte emissioni acustiche; permettono ampie possibilità di installazione anche in ambito residenziale e/o terziario;
- rapporto peso/potenza più basso rispetto ad un generatore MCI; consente una maggiore facilità di installazione e più ampi campi di impiego
- possibilità di operare anche a carichi parziali, mantenendo discretamente elevati gli indici prestazionali di macchina; il che si rivela particolarmente interessante in ambito cogenerativo, dove i carichi, specialmente nell'ambito della piccola cogenerazione, risultano essere di carattere discontinuo e/o variabile nel tempo.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Studi di settore prevedono investimenti annuali globali, nel settore della piccola cogenerazione basata su microturbine a gas, dell'ordine del miliardo di dollari al 2020 e che la potenza installata globalmente supererà i 4,0 GW al 2024.

Nazionale

In Italia nel 2010 gli impianti di piccola cogenerazione superavano i 300 MW di potenza installata. Di questi il 2,4% è costituito da impianti basati su turbina a gas.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia è pienamente sviluppata e commerciale.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La versatilità delle microturbine in termini di combustibile ne permette il facile interfacciamento con diverse tipologie di provenienza: Gas naturale, Biogas, Gas di sintesi, Combustibili liquidi.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia può avere impatto su tutti quei settori tipici in cui vi sia utilizzo combinato di energia elettrica e termica, quali il settore alberghiero, quello ospedaliero, i centri commerciali, le industrie alimentari, le lavanderie industriali e laddove sono presenti processi di essiccazione in generale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Le MTG si configurano come impianti per la conversione di energia a basse emissioni, soprattutto in caso di alimentazione con combustibile gassoso, sia per quanto riguarda CO e NO_x (NO_x < 15ppm, CO < 50ppm) sia per quanto riguarda il particolato. Non sono utilizzate risorse idriche e i quantitativi di olio consumati per lubrificazione sono di ordini di grandezza inferiori rispetto ai motori alternativi a parità di taglia.

Emissioni CO₂/MWh

Per una MTG alimentata a gas naturale le emissioni di CO₂ sono pari a circa 0.68 kg/kWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Le MTG più recenti consentono di operare a carico variabile mantenendo un rendimento accettabile. Nel caso più comune di impianti basati su cicli rigenerativi il rendimento elettrico può arrivare al 30%.

Rendimento elettrico : ~30%

Rendimento termico : ~50%

Vita utile 12-15 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Costo investimento dipende dalla taglia dell'impianto considerato e si attesta nell'ordine delle migliaia di euro per kW.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Il principale ostacolo allo sviluppo su ampia scala delle MTG riguarda l'attuale elevato costo di acquisto e installazione. In tale contesto anche l'acquisto di pezzi di ricambio e richieste di intervento da parte dei tecnici specializzati può comportare costi in proporzione elevati e tempi più lunghi rispetto a problemi analoghi per differenti soluzioni impiantistiche. In caso di sviluppo della tecnologia e di aumento dei volumi di vendite tali problematiche verranno presumibilmente meno.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

A differenza dei motori a combustione interna, la tecnologia delle microturbine a gas offre ancora ampie possibilità di sviluppo in termini di rendimento globale e di riduzione dei costi.

In particolare nel prossimo futuro si prospettano sviluppi relativi a:

- una riduzione dei costi di acquisto del singolo package (attualmente si attesta su valori intorno a 1400 €/kW), dovuto principalmente alla crescita del mercato commerciale delle MTG;
- un ulteriore incremento di competitività delle MTG rispetto agli MCI in termini di rendimento globale, conseguibile grazie all'introduzione di materiali ceramici per la realizzazione delle parti calde, e agli sviluppi dell'elettronica di potenza e di controllo che permetteranno un incremento delle prestazioni limite ottenibili oggi dal sistema.

POTENZIALITÀ D ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Allo stato attuale l'unico produttore in Italia di MTG è Ansaldo Energia che ha rilevato la proprietà della Turbec Spa. In caso di crescita del mercato commerciale, una percentuale rilevante delle vendite potrebbe essere indirizzata verso l'estero. Le MTG Turbec sono oggetto di ricerca all'interno di Università e Centri di ricerca presenti in diversi paesi europei.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come qualsiasi impianto che possa essere sfruttato in ambito cogenerativo, il suo utilizzo può portare alla riduzione delle emissioni inquinanti complessivamente prodotte per la generazione combinata di energia termica ed elettrica.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore alberghiero, Condomini
- Settore ospedaliero, Case di riposo
- Centri commerciali, Centri ricreativi, Piscine
- ESCO
- Aziende agricole
- Industrie alimentari
- Impianti chimici e petrolchimici
- Lavanderie industriali, impianti di trattamento delle acque reflue
- Processi di essiccazione in generale (forni, fornaci, impianti di verniciatura, ecc.).

Sviluppo della tecnologia

- Ansaldo Energia – microturbine - Studio e realizzazione di microturbine alimentabili mediante combustione esterna - EFMGT
- Ingersoll Rand Italia.

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Ansaldo Energia** : microturbine
- **RSE**: sviluppo di materiali innovativi per microturbine ad alta efficienza elettrica
- **Università di Ferrara**: cogenerazione distribuita con micro-turbina.

■ BEST PRACTICES

Allo stato attuale le attività di ricerca e sviluppo della tecnologia maggiormente promettenti sono indirizzati su:

- MTG policombustibile
- mHAT (micro Humid Air Turbine)
- Integrazione di MTG in microgrid energetiche e impianti ibridi di generazione distribuita di energia.

Le MicroTurbine a Gas (Pel = 30 kW÷600 kW) rappresentano una delle opportunità di maggior interesse per la Micro Cogenerazione Distribuita (MicroCHP), cioè la produzione combinata di energia elettrica e termica con generatori di bassa potenza (< 1 MW) dislocati sul territorio. Soluzioni molto innovative in questo campo sono state realizzate da: Capstone Turbine (CPST), Ingersoll Rand, Elliott e Turbec S.pA.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, “La microcogenerazione a gas naturale”, 2005
- [2] C. Soares, “Microturbines: Applications for Distributed Energy Systems”, 2007
- [3] S. L. Hamilton, “The Handbook of Microturbine Generators”, 2003
- [4] Combined heat and power - Evaluating the benefits of Greater global investment - 2008 - IEA (International Energy Agency)
- [5] Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants - 2013 - EIA (U.S. Energy Information Administration)
- [6] Ansaldo Energia (<http://www.ansaldoenergia.it>)
- [7] Capstone (<http://www.capstoneturbine.com>)

F. Miccio - CNR
F. Armanasco - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

I motori Stirling (motori a combustione esterna basati su ciclo termodinamico molto prossimo al ciclo di Carnot), ideati e sperimentalmente verificati molto prima dei motori a combustione interna, non hanno ancora sufficientemente penetrato il mercato della propulsione o generazione elettrica per il limitato rapporto potenza/massa installata. Macchine di microgenerazione sono state commercializzate ad oggi fino ad una taglia massima di 50 kWel. Essendo motori a “combustione esterna”, consentono l’impiego di molteplici tipologie di combustibile e fonti di calore, soprattutto quelle poco pregiate: sono in fase di sperimentazione avanzata impianti che sfruttano la biomassa con buoni rendimenti globali di cogenerazione in relazione alla piccola scala.

Nell’ambito delle unità cogenerative di piccolissima taglia, la scelta del combustibile, come per gli altri microcogeneratori, ricade sul gas naturale poiché, insieme alla possibilità di svolgere una combustione stazionaria, permette emissioni molto ridotte, tipicamente quelle di una caldaia domestica. Lo schema di un microgeneratore Stirling (Figura 1) prevede un motore primo inserito tra la camera di combustione (sorgente ad alta temperatura) e lo scambiatore con l’acqua di ritorno dall’impianto di riscaldamento (sorgente a bassa temperatura) che cede il lavoro meccanico prodotto ad un generatore elettrico. E’ possibile recuperare altro calore dai gas combusti inserendo uno scambiatore aria-acqua nel camino, per migliorare il rendimento termico. E’ possibile anche inserire un bruciatore ausiliario per coprire i carichi termici di punta, cedendo ulteriore potenza termica all’acqua in uscita dal motore Stirling quando questo non è in grado di soddisfare completamente la richiesta.

Le taglie previste per la commercializzazione sono tipicamente intorno a 1 kWel, con alcuni esemplari in grado di fornire potenze superiori. I rendimenti elettrici sono compresi tra il 12 e il 25%, in linea con il valore minimo delle macchine della Whisper Tech e della Baxi, che stanno già vendendo i propri prodotti con le piccole potenze elettriche, di 1 e 1,2 kWel rispettivamente; Whisper Tech equipaggia il proprio cogeneratore con un motore Stirling 4 cilindri in configurazione alfa a doppio effetto e trasmissione a piatto oscillante (wobbie joke) che ha dato prova di buona affidabilità (Figura 2). Baxi e Microgen propongono un prodotto basato sulla medesima tecnologia con motore Stirling LFPSE (Linear Free-Piston Stirling Engine), caratterizzato da elevata silenziosità (sotto i 45dB @1m), affidabilità e ottime prestazioni per la taglia cui appartiene. Si evidenzia come non vi sia un modello di microgeneratore Stirling in grado di distinguersi dagli altri; pur presentando soluzioni tecnologiche anche significativamente differenti si caratterizzano tutti da un ottimo rendimento globale di cogenerazione, compreso tra il 90 e il 97% (Tabella 1).

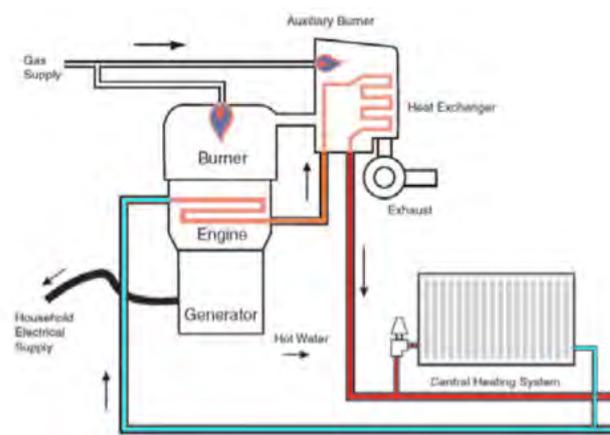


Figura 1 Schema di un microgeneratore Stirling

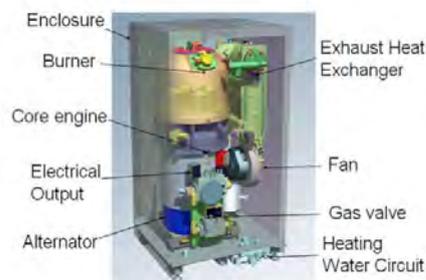


Figura 2 Cogeneratore domestico a motore Stirling della Whisper

Tabella 1 Caratteristiche tecniche cogeneratori domestici Stirling in commercio, o prossimi alla commercializzazione

Produttore		Whisper Tech	Baxi-Microgen	Sunmachine
Modello		Whispergen	Ecogen	Bioerdgas
Potenza elettrica	kW _{el}	0,85-1,2	0,2-1	1,5-3
Potenza elettrica nom.	kW _{el}	1,2	1	3
Potenza termica nom.	kW _{th}	8	6	10,5
T fluido di recupero (M/R)	°C	-	-	50-75 / max 60
Rendimento el. AC (rif. PCL)	%	12	13,5	20-25
Rendimento totale (rif. PCL)	%	97	92	90
Tipologia		alpha, 2 effetti	beta	alpha, 1 effetto
Trasmissione		swashplate	free-piston	biella-manov.
Fluido di lavoro		Azoto	elio	Azoto
Dimensioni (LxPxAl)	cm	0,5x0,45x0,65	0,6x0,5x0,85	0,96x0,76x1,50
Massa	kg	138	115	300
Costo specifico	€/kW _{el}	3000-12000	-	6700
Rumore	dB _a 1m	56	<45	47
Intervallo di manutenzione	h	-	-	3500

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Attualmente non ci sono dati a disposizione sulla diffusione dei microgeneratori basati su motori Stirling. I principali produttori di caldaie domestiche (Veissmann, Ariston ecc), stanno sviluppando un proprio package basato su un motore prodotto da terzi (Infinia, Whispergen ecc.). Si cita una recente campagna di British Gas di fornitura ai clienti di una caldaia domestica cogenerativa con immissione nella rete elettrica dell'energia generata.

Nazionale

Esistono in Italia università e centri di ricerca che sviluppano o utilizzano motori Stirling per applicazioni innovative (Univ. La Sapienza, Univ. Sannio, IRC-CNR, RSE, ENEA). Attualmente non ci sono impianti cogenerativi commerciali di piccola taglia basati su motore Stirling installati e operativi in Italia. Per quanto concerne la microgenerazione domestica a gas naturale, alcuni prototipi da 1 kW sono in fase di test presso alcuni centri di ricerca (RSE, Polimi, ENEA, CNR).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Piccola cogenerazione (10-50 kW): TRL 4. Sono disponibili solo alcuni prototipi, dei quali non è stata ancora verificata l'affidabilità nel tempo. Microgenerazione domestica (1 kW): TRL 6. Sono disponibili diversi prototipi di microgeneratori domestici da 1 kW le cui prestazioni e affidabilità sono confermate da diversi test in campo.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Gas naturale – principalmente per la cogenerazione domestica (1kWel);
- Biomassa e scarti – per applicazioni su scala tra 10 e 50 kW eventualmente con integrazione di energia solare
- Cascami di calore - per applicazioni su scala inferiore a 50 kW
- Energia solare - per applicazioni su scala inferiore a 50 kW con eventuale integrazione di energia da biomassa.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Lo sviluppo di motori Stirling ad elevata efficienza richiede competenze nel settore dell'ingegneria meccanica, della combustione e della fluidodinamica dei gas. Non si esclude che un ulteriore avanzamento delle prestazioni (efficienza e potenza specifica) possa essere ottenuto grazie alla sinergia con la scienza dei materiali (ceramici innovativi UHTC ad elevata conduzione di calore) e con l'ingegneria elettronica per la gestione ottimale e controllata dell'intero sistema, anche grazie a sensori sofisticati.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'Italia si configura come un mercato particolarmente interessante per la microgenerazione domestica, in particolare al Nord Italia, dove il numero di case dotate di caldaia di riscaldamento autonoma e alimentate a gas naturale è elevatissimo. L'immissione in rete di una limitata potenza cogenerata con continuità (es. 0.5 kW), senza penalizzare le prestazioni termiche della caldaia da un elevato numero di utenze (es. 10000), consentirebbe di produrre un effetto paragonabile a quello delle centrali termoelettriche, eoliche o fotovoltaiche di piccola scala. A tal fine è necessario superare le barriere amministrative e tecnologiche per la creazione di efficaci reti di generazione distribuita.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

I microgeneratori Stirling, essendo motori a combustione esterna, non hanno di per sé un impatto diretto sull'ambiente. La gestione delle emissioni inquinanti è limitata alla produzione del calore per alimentare il motore e dipende dalla fonte impiegata (caldaia a gas, caldaia a biomassa ecc.). La produzione di un'aliquota di energia primaria rende il sistema più efficiente sotto l'aspetto di un'analisi energetica. Nel caso di combustibili di minor pregio (biomasse e residui) limitati valori di emissione possono essere raggiunti adottando soluzioni tecnologiche superiori (es. sistemi a letto fluido e camere cicloniche) che consentono di abbattere significativamente i livelli di incombusti e particolato, anche rispetto alle ormai diffusissime caldaie convenzionali a pellet.

Emissioni CO₂/MWh

- 0,2- 0.4 tCO₂/MWh termico
- 1.0 – 2.0 tCO₂/MWh el

Valori stimati sulla base di combustibile vegetale ed efficienza di conversione elettrica pari a 20%.

Emissioni CO₂/MWh evitate

- 20 -50% nel caso di combustibili (fossili valore inferiore)
- 100% nel caso di cascami energetici e solare.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza elettrica di conversione varia dal 12 al 25%, mentre l'efficienza globale si attesta attorno al 90% per i diversi modelli prototipali. La vita utile del motore è paragonabile a quella di una caldaia domestica tradizionale nel caso della micro-cogenerazione. Per applicazioni di scala maggiore (10-50 kW) si ritiene che in virtù della semplicità costruttiva della macchina e della limitata velocità angolare di funzionamento, il tempo di vita sia elevato (> 20000 h) così come gli intervalli richiesti per la manutenzione (>5000 h).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Lo sviluppo di un sistema commerciale di generazione con motore Stirling richiederebbe un progetto del costo di circa 5 M€, della durata di almeno 24 mesi con un impegno pari a 200 mesi-uomo suddivisi tra ricercatori, tecnici e operatori. Laboratori già attrezzati per lavorazioni meccaniche di precisione, prove termotecniche, sviluppo di componentistica elettronica e di materiali innovativi sarebbero sicuramente in grado di realizzare un prodotto prototipale da sottoporre all'ottimizzazione e sviluppo industriale da parte di un'azienda del settore meccanico e termotecnico. L'obiettivo finale è la realizzazione di un modulo Stirling con un costo specifico non superiore a 2000 €/kW_{el}, che consentirebbe un agevole rientro dei capitali da parte degli utilizzatori finali.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Lo sviluppo della tecnologia necessita una stretta collaborazione e sinergia di competenze di ricerca e industriali già presenti sul territorio nazionale. Non si scorgono barriere di natura sociale, trattandosi di un prodotto per la micro generazione che non può dar luogo ad impatti significativi sull'ambiente e il territorio, fatta eccezione della eventuale installazione in campi solari.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La tecnologia sviluppata troverebbe immediata applicazione in ambito nazionale in sostituzione o integrazione di tecnologie convenzionali (es. caldaie civili a gas, caldaie a pellet).

Essendo un prodotto a valore aggiunto (si stima almeno un incremento del 100% del valore della caldaia cogenerativa) avrebbe un positivo impatto sul PIL e l'occupazione in tale settore.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La tecnologia è esportabile all'estero sia nei paesi ad elevato sviluppo che in quelli ad economia limitata (Africa, Asia, Sud America) in risposta ad esigenze locali di generazione elettrica e azioni mirate allo sviluppo sociale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia trova principale applicazione nel settore residenziale e terziario. Per il settore trasporti, nel breve periodo, si intravedono solo applicazioni marginali (es. recupero di energia da fumi) o di promozione dell'immagine (es. modulo Stirling equipaggiato su un veicolo ibrido). La micro generazione con motore Stirling può trovare anche applicazione in ambito astronautico (satelliti).

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali destinatari di un prodotto basato sull'applicazione di motori Stirling sono aziende medio piccole interessate alla produzione continuativa di una limitata potenza elettrica per utilizzo interno o immissione in rete. La sorgente di calore necessaria al funzionamento dello Stirling deve essere necessariamente povera (costo nullo o molto limitato).

Si intravedono pertanto possibilità di applicazione in:

- opifici (es. falegnamerie e segherie) che producono scarti direttamente utilizzabili come combustibile
- aziende agricole e zootecniche
- stabilimenti balneari (metano + solare)
- fabbriche che emettano correnti gassose reflue a temperatura medio-alta (es. fonderie, vetrerie artigianali, ecc.)

A causa del limitato rapporto potenza-massa non si può prevedere uno sviluppo competitivo nel settore del trasporto automobilistico.

Sviluppo della tecnologia

Lo sviluppo di sistemi commerciali richiederà l'interazione del mondo accademico e della ricerca con quello della produzione, segnatamente aziende operanti nel settore metalmeccanico, termotecnico ed elettronico.

In Italia vi sono competenze per lo sviluppo di prodotti diversificati per taglia, fonte energetica e prestazioni.

Non si escludono infine possibilità di applicazione nel settore aeronautico per micro generazione solare. Anche in questo caso le aziende italiane del settore potrebbero essere interessate a progetti di produzione di piccoli moduli Stirling (es. macchine free-piston da 100 W).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **CNR:** Istituto Ricerche sulla combustione (IRC) (Napoli)
- **ENEA:** Saluggia (VC)
- **Università La Sapienza Roma** - Dip. Ingegneria Meccanica e Aerospaziale
- **Università degli Studi del Sannio** - Dipartimento di Ingegneria

BEST PRACTICES

E' operativo in Italia un impianto di cogenerazione (calore + elettricità) alimentato a cippato di legno, realizzato dal Centro Cisa nel comune di Castel D'Aiano. Si tratta di un sistema di cogenerazione basato sulla gassificazione delle biomasse e un motore a combustione esterna di tipo Stirling da 35 kWel. E' di rilievo il prototipo di bruciatore a letto fluido direttamente accoppiato a un motore Stirling sviluppato da IRC-CNR (Napoli) e Uni-Sannio che integra i vantaggi della combustione a letto fluido (elevata efficienza, basse emissioni, elevato scambio termico) con quelli della generazione elettrica da motore Stirling (semplicità costruttiva, flessibilità e affidabilità).

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] V. Naso, La macchina di Stirling, Casa Editrice Ambrosiana. Distribuzione esclusiva Zanichelli, 1991
- [2] E. Macchi, S. Campanari, P. Silva. La microcogenerazione a gas naturale, 2005.
- [3] H. I. Onovwiona, V.I. Ugursal. Residential cogeneration system: review of the current technology, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2004.
- [4] V.Kuhn, J. Klemes, I. Bulatov, MicroCHP: Overview of selected technologies, products and field test results. Applied Thermal Engineering, 2008.
- [5] G. Angrisani et al., Development of a New Concept Solar-Biomass Cogeneration System, Energy Conversion and Management, Vol. 75, p. 552-560, 2013
- [6] T. Bernd Benchmark testing of micro-CHP units..Applied Thermal Engineering, 2008.
- [7] Otag. (<http://www.otag.de>)
- [8] Microsystem. (<http://www.cogenmicro.com>)
- [9] Sunmachine. (<http://www.sunmachine.com>)
- [10] Microgen. (<http://www.microgen-engine.com>)
- [11] Whisper Tech Limited. (<http://www.whispergen.com>)

DESCRIZIONE TECNICA

Le celle a combustibile (Fuel Cell, FC) sono sistemi di generazione di energia elettrica ad alta efficienza (tipicamente compresa nel campo 35-60% in funzione della tipologia di impianto) che possono impiegare sia combustibili tradizionali (GPL, gas naturale, benzina, gasolio etc.), sia combustibili alternativi compatibili con una produzione efficiente e a basse (o persino nulle) emissioni in ambiente. Sono sistemi elettrochimici composti essenzialmente da tre componenti: un anodo, un catodo e un elettrolita tra di essi. Le celle possono essere alimentate con combustibili sia gassosi (idrogeno o metano) sia liquidi (alcoli), e si differenziano principalmente per la tipologia di elettrolita impiegato.

	Bassa T (< 130 °C)				Media T (150 < 400 °C)	Alta T (> 600 °C)	
	AFC	PEMFC	AEMFC	BioFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elettrolita	Soluzione KOH	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Soluzione di Acido Fosforico	Sali di carbonati fusi	Ossidi ceramici solidi
Temperatura	< 130 °C	< 130 °C	< 130 °C	< 70 °C	150 – 300 °C	600 – 650 °C	650 – 1000 °C
Combustibile	H ₂	H ₂ , Alcoli (diretto o indiretto)	H ₂ , Alcoli (diretto o indiretto)	H ₂ , Alcoli e zuccheri (diretto o indiretto)	H ₂ , Idrocarburi leggeri	H ₂ , Idrocarburi leggeri, Syngas	H ₂ , Idrocarburi leggeri, Syngas

Tra i combustibili alternativi di maggiore interesse vi sono l'idrogeno, inteso come vettore energetico abbinato alla produzione di energia da fonti rinnovabili, e i biocombustibili derivati da scarti agricoli (metanolo, etanolo, biogas, ecc.). Le tecnologie più sviluppate sono PEMFC e SOFC e MCFC, che presentano efficienze energetiche comprese tra il 40 e il 60%[1]. Questi sistemi rappresentano l'alternativa più efficiente per la produzione diretta di energia elettrica. E' possibile realizzare anche sistemi di recupero del calore (CHP) nei dispositivi che operano a più alta temperatura (MCFC e SOFC soprattutto), aumentando l'efficienza globale del dispositivo oltre l'80%.

Fondamentali caratteristiche di questi sistemi, oltre all'alta efficienza e le basse emissioni, sono la modularità e la scalabilità. Attraverso un semplice dimensionamento degli elementi costituenti (elettrodi ed elettrolita) o un loro collegamento in serie si progettano sistemi con caratteristiche diverse. È possibile passare da sistemi da pochi W a installazioni di parecchi MW. FC trovano applicazione in tutti i settori ove è necessaria o utile impiegare una alimentazione elettrica anche di media-grande potenza (fino a decine di MW, o più in impianti ibridi con turbine a gas): trasporti (su terra, aereo o marittimo, con potenza compresa nel campo 5-200 kW), generazione stazionaria (residenziale o industriale, 1kW -10 MW), applicazioni portatili (10-100 W), generazione ausiliaria (0,5-5 kW) e nei sistemi avanzati per applicazioni militari quali sommergibili, veicoli autonomi terrestri e marini, oltre che apparati per radio ed elettronica portatile. Possono essere impiegate, specialmente in connessione con sistemi di generazione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, microeolico, ecc.), per l'alimentazione di utenze isolate.

Data la varietà di tecnologie e di possibili applicazioni, diversi sono gli stati di avanzamento: a sistemi ancora prototipali (AFC) si affiancano sistemi market-entry (SOFC) e altri in piena commercializzazione (PEM). Nel settore automobilistico, sono già commercialmente presenti sistemi su piccola serie (automobili e autobus). Piccoli generatori, ad es. trans-pallet in ambito movimentazione merci nei magazzini, già da tempo presentano una vasta diffusione della tecnologia, mentre altri settori in rapida espansione sono i veicoli autonomi di impiego militare, sia in configurazione aerea (AUV) di micro-taglia, che superano ampiamente le batterie in termini di autonomia e rapidità di rifornimento, sia marina (ROV), con diversi livelli di sviluppo in base alla richiesta del singolo Paese. FC sono impiegate con successo da numerosi anni come sistemi di propulsione elettrica nei sommergibili non-nucleari dove rappresentano il termine di paragone per autonomia di immersione e silenziosità. Sistemi a base SOFC (anche in versione CHP) sono parte attiva in progetti dimostrativi in Europa, Giappone e USA. Impianti di cogenerazione stazionaria con MCFC (che, come le SOFC, possono essere alimentate direttamente da gas naturale, biogas e altri idrocarburi leggeri), dalla potenza fino a 60 MW, sono diffusi in Corea del Sud e gli USA. Problemi connessi alla reperibilità e mancanza di infrastrutture per l'idrogeno hanno spinto verso l'utilizzo (in sistemi FC a bassa temperatura) di combustibili alternativi, in particolare alcoli derivati da biomasse (metanolo, etanolo, glicerolo, ecc.), acido formico e sodio boroidruo. Nonostante i risultati non siano ancora soddisfacenti, alcuni dispositivi dimostrativi capaci di generare pochi W sono già stati sviluppati. Per quanto concerne le celle ad alta temperatura, sono stati commercializzati i primi impianti alimentati a metano o GPL, con difficoltà originate dalla presenza di composti solforati che inducono fenomeni di degrado.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Le celle a combustibile sono potenzialmente competitive in virtù della loro vasta gamma di applicazioni che vanno dall'impiego in dispositivi elettronici portatili (che richiedono poca energia) a grossi impianti di cogenerazione, passando per l'autotrazione. Le vendite di celle a combustibile sono aumentate del 250% nel periodo 2011-2015 e stanno diventando competitive nei settori delle reti di comunicazioni, movimentazioni materiali e negli aeroporti. Il mercato mondiale è destinato a raggiungere 20 miliardi di \$ entro il 2020 trainato principalmente da US, Giappone, Germania, Sud Corea e Canada [2]. La potenza installata è di 1,5 GW[1].

Le aziende che producono celle a combustibile nella misura del 11% del totale mondiale sono presenti in Germania, Regno Unito 8 %, Paesi del Nord 5% e resto d'Europa 9%. Nel 2015 sono state vendute 158.600 sistemi di celle a combustibile di cui: sistemi stazionari 60%; sistemi portatili 40% ; autotrazione 10%.

In ambito europeo, il trend di crescita è lento ma costante, legato alle politiche di innovazione nazionali. In linea generale e limitatamente all'ambito europeo, i dati riportano circa 10.000 unità installate in Europa, per una potenza complessiva di circa 25 MW, con una massiccia quota installata in Germania grazie a specifici programmi nazionali di investimento (Callux, etc.) [3].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Si suddivide il TRL in base alle varie tecnologie, al combustibile utilizzato e al loro settore di utilizzo.

IDROGENO	TRL
PEMFC - autotrazione	7 - 9
PEMFC - stazionario	7 - 9
PEMFC - dispositivi portatili	7 - 9
PAFC - dispositivi stazionari	7 - 9
SOFC - dispositivi stazionari	7 - 9
SOFC - dispositivi mobili	6 - 8
ALCOLI DIRETTI	
DMFC - membrana a scambio acido	4 - 6
DMFC - membrana a scambio alcalino	4 - 5
DEFC - membrana a scambio acido	3 - 5
DEFC - membrana a scambio alcalino	3 - 5
ACIDO FORMICO	
DFAFC - membrana a scambio acido	3 - 5
DFAFC - membrana a scambio alcalino	3 - 5
SODIO BOROIDRURIO	
DBFC - membrana a scambio alcalino	3 - 5
METANO/GPL/Biogas	
MCFC - dispositivi stazionari	7 - 9
SOFC - dispositivi stazionari	7 - 9
CARBONIOSI SOLIDI	
DCFC - dispositivi stazionari	3 - 5

Nazionale

Malgrado negli anni '80-'90 lo stato di sviluppo della tecnologia fosse allineato a quello internazionale, nel corso del tempo la carenza di investimenti ha comportato una drastica riduzione della presenza di industrie in questo settore. Sono stati realizzati numerosi progetti dimostrativi finanziati con fondi comunitari e nazionali, con applicazioni al settore stazionario, ai trasporti e marino. Lo sviluppo di progetti risente delle forti limitazioni imposte dalla mancanza di una normativa specifica e dalle restrizioni della normativa esistente sull'impiego e la distribuzione dell'idrogeno come combustibile per il trasporto. Le infrastrutture di rete sono assenti, fatta eccezione per alcuni punti situati nel Nord Italia e alcuni progetti di integrazione con la rete europea. In Italia, ci sono 64 imprese che lavorano nel settore delle Celle a Combustibile e Idrogeno (FC e H₂). Il 69% (45) delle imprese sono concentrate al Nord Italia, il 19% (13) al Centro e 9% (7) al Sud mentre 2 hanno la sede all'estero[4]. I principali settori di attività sono[4]:

1. Realizzazione di autoveicoli dimostrativi N. 7 ;
2. Sviluppo celle/stack per applicazioni automotive N. 3
3. Sistemi di on-board storage N. 3;
4. Sistemi di produzione di elettricità per i servizi di bordo (APU) N. 6;
5. Stazioni di servizio N.11;
6. Componenti di sistema della stazione di servizio N. 9 ;
7. Metodologie di testing e certificazione qualità N.2 ;
8. Safety N.8;
9. Code&Standards N. 6;
10. Altro N. 5.
11. I brevetti delle aziende italiane FC e H₂ sono N. 33.

La tecnologia PEMFC è la più sviluppata e ormai prossima ad essere impiegata su larga scala per le celle a bassa temperatura. Gli altri sistemi a bassa temperatura hanno riscontrato interesse più recentemente, scontando perciò un gap di ricerca e sviluppo tecnologico. Per i sistemi SOFC, la tecnologia è in fase di dimostrazione sul campo con diversi installazioni sia in Europa che in Asia e US. Per la parte mobile SOFC in stato avanzato è l'applicazione in Auxiliary Power Units (APUs).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

L'impiego dell'idrogeno (o altri combustibili) proveniente da elettrolisi come sistema per immagazzinare l'energia prodotta da fonti intermittenti e non controllabili, costituisce la soluzione tecnologica ideale per supportare la loro diffusione. In tal modo è possibile coniugare una produzione da fonti rinnovabili priva di emissioni alla possibilità di fornire energia alla rete sulla base delle esigenze della stessa, evitando instabilità e la necessità di un antieconomico sovradimensionamento degli impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Le celle a combustibile sono dunque compatibili con tutte le fonti rinnovabili che producono vettori energetici moderni come l'idrogeno, etanolo, metanolo, syngas ($H_2 + CO$), acido formico e metalloidruri. Le fonti utilizzabili sono: 1) Idroelettrico; 2) Eolico; 3) Solare (fotovoltaico tradizionale, di nuova generazione e a concentrazione). Le suddette fonti sono finalizzate alla produzione di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua e fotocatalisi (fotosintesi artificiale) nel caso del solare; 4) Biomasse per la produzione di etanolo, metanolo e idrogeno, combustibili per le rispettive tipologie di celle; 5) Sistemi biologici; 6) Combustibili solari (fuels da CO_2 mediante energia solare).

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Oltre alla cogenerazione di energia elettrica, le FC possono impattare profondamente sul settore dei trasporti, ma anche su altri settori: comparto chimico (produzione di biocombustibili, polimeri, riciclo dei componenti/materiali), manifatturiero (produzione di componenti e sistemi per i trasporti, automobilistico, elettronica e di componenti per lo stazionario) e dei servizi (manutenzione, gestione e distribuzione dell'energia).

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il territorio nazionale non influenza in principio la diffusione della tecnologia. Tuttavia, per quei sistemi che fanno dell'idrogeno il combustibile d'elezione la mancanza dello stesso è fattore limitante. Se questo viene prodotto tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, la presenza delle stesse influenza la possibilità di sviluppo di una rete di distribuzione efficiente e a basso costo. Ne consegue che la distribuzione di fonti rinnovabili può indirettamente influenzare lo sviluppo della tecnologia.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

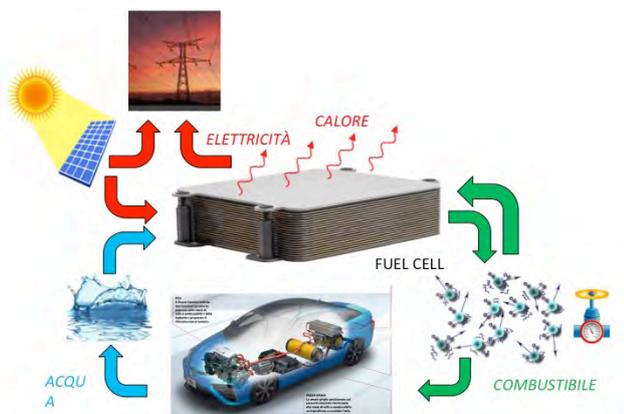
I soli prodotti derivanti da uno stack alimentato con idrogeno sono: acqua, calore e elettricità, mentre celle ad alta temperatura come le SOFC rilasciano anche una parte controllabile di NO_x (<5-40 mg/kWh, da confrontare con le emissioni da turbine a gas >500 mg/kWh e motori diesel >10.000 mg/kWh). Una cella a combustibile alimentata a idrogeno è quindi considerata virtualmente ad "emissioni zero". Per la stima dell'impatto ambientale per kWh elettrico è necessario valutare l'intero ciclo di produzione, trasporto (materie prime e rifiuti) e smaltimento (considerando la percentuale di riciclaggio dei materiali). L'impatto ambientale della produzione di tali sistemi (per kWh) è razionalizzato in base a: i) emissione di gas serra (CO_2); ii) emissione di gas acidi (SO_2); iii) eutrofizzazione (PO_4^{3-}); iv) altro (particolati emessi nell'atmosfera, ecc.). Una percentuale importante di tale impatto, in particolar modo per le celle a membrana scambio protonico (PEMFC) a bassa temperatura è da attribuire alla produzione delle materie prime (metalli del gruppo del platino) che determina emissione di gas serra e di SO_2 (derivante dal processo metallurgico) [9]. Il riciclo dei materiali costitutivi (% di riciclo), nonché la riduzione del loro contenuto (fino al target di 0.3mg Pt/cm²), permette di mitigare l'impatto ambientale della produzione dei sistemi. Un altro fattore importante per l'impatto ambientale è la fabbricazione e lavorazione, in particolar modo per le celle a ossidi solidi (SOFC) dove i costi energetici di formatura degli elettrodi sono il contributo dominante all'emissione di circa 184 kg CO_2 /kW [10]. Lo smaltimento a fine vita degli stack di celle a combustibile (riciclo) costituisce il terzo fattore in ordine di importanza e influenza l'impatto della produzione delle materie prime costitutive. Ad esempio, il riciclo al 75% dei materiali costitutivi permette l'abbattimento del 33% di gas serra e del 14% della SO_2 relativi alla parte energetica [9]. L'impatto ambientale della parte relativa ai costi energetici di produzione degli stack è fortemente dipendente dal tipo di fonte utilizzata (fossile o rinnovabile). Ad esempio, l'utilizzo di una fonte rinnovabile per la produzione di idrogeno (idroelettrico) riduce l'impatto di gas serra da 57 kg CO_2 /kWh a 38 kg CO_2 /kWh rispetto ad una fonte composita costituita da 60% fonti fossili, 35% nucleare e 5% rinnovabile [9], [11].

L'impatto ambientale della fase di fabbricazione degli stack è <10% di quello complessivo [24], comprendente la vita operativa del sistema a FC. Alimentato con combustibili equivalenti, l'alta efficienza e le basse emissioni durante l'operazione di un sistema a FC fanno sì che l'impatto complessivo sia minore delle tecnologie convenzionali a combustione. L'aumento della vita operativa dei sistemi FC può dunque accentuare questo beneficio.

Emissioni CO₂/MWh

Si considerano le emissioni dell'intero ciclo (produzione, trasporto e utilizzo) del combustibile (nel caso di utilizzo di H₂).

Per impianti di cogenerazione termica-elettrica stazionari (micro cogenerazione, scala domestica < 5 kW_{el}), le emissioni del ciclo di produzione-utilizzo dell'idrogeno ammontano a 320-340 kgCO₂/MWh_{el} e circa 100 gSO₂/MWh_{el} (elettrici) per l'idrogeno proveniente da steam reforming del metano, circa 76 kgCO₂/MWh_{el} e 25 gSO₂/MWh_{el} per l'idrogeno prodotto mediante elettrolisi con fonti rinnovabili[12,13]. Per le fuel cell per autotrazione (le emissioni vengono espresse per km percorso), le emissioni di CO₂ e di SO₂ / km percorso ammontano a 100 gCO₂/km e 380 mg SO₂/km qualora il combustibile provenga da steam reforming di fonti fossili (gas naturale) e di circa 15 gCO₂/km e 35 mg SO₂/km qualora il combustibile derivi da elettrolisi con energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili[14]. Nel caso le FC vengano alimentate con combustibili convenzionali, una maggiore emissione di CO₂ in fase di esercizio viene prodotta. L'alta efficienza intrinseca di questi sistemi (soprattutto se in versione CHP) fa prevedere una diminuzione di emissioni dal 30 al 50% rispetto ai convenzionali sistemi di generazione elettrica.



Celle a combustibile reversibili (Fonte: ENEA)

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'impiego efficace delle fuel cell come tecnologia di mitigazione delle emissioni di gas serra (CO₂) e gas acidi (SO₂) è altamente dipendente dalla provenienza del combustibile utilizzato nel dispositivo. A titolo di esempio l'utilizzo dell'idrogeno proveniente da fonti fossili (carbone, gas naturale) mediante water gas shift reaction porta a benefici limitati o assenti dal punto di vista della mitigazione delle emissioni rispetto all'utilizzo diretto delle materie prime tramite un ciclo termico; benefici derivanti unicamente dal maggiore rendimento termodinamico dei sistemi in questione. Qui di seguito è riportato un confronto delle casistiche con dati presenti in letteratura (si tiene conto dell'intero ciclo di produzione del combustibile)[14-16].

Automobilistico:[13,15]

- Benzina: 209 g/km CO₂, 200 mg/km SO₂
- Diesel: 154 g/km CO₂, 130 mg/km SO₂ (-26% rispetto a benzina)
- Idrogeno (da gas naturale) a combustione interna: 220 g/km CO₂, 30 mg/km SO₂ (+5% rispetto a benzina)
- FC a gas naturale (reformer on board): 83 g/km CO₂, 6.3 mg/km SO₂ (-60% rispetto a benzina)
- FC idrogeno reformer centralizzato: 87-100 g/km CO₂, 380 mg/km SO₂ (-55% rispetto a benzina)
- FC idrogeno da fonte rinnovabile: 15-20 g/km CO₂, 30 mg/km SO₂ (-90% rispetto a benzina).

Stazionario (cogenerazione commerciale):[13,16]

- Convenzionale: 270 kg/MWh_{tot} CO₂, 7 g/MWh_{tot} SO₂
- Motore diesel: 315 kg/MWh_{tot} CO₂, 680 g/MWh_{tot} SO₂. (+16%)
- Gas naturale: 218 kg/MWh_{tot} CO₂, 6 g/MWh_{tot} SO₂. (-19%)
- FC SOFC/PAFC (idrogeno da fonti fossili): 218 kg/MWh_{tot} CO₂, 6 g/MWh_{tot} SO₂. (-19%)
- FC SOFC/PAFC (elettrolisi rinnovabili, eolico solare, solare, idroelettrico, 20 gCO₂/kWh): 28 kg/MWh_{tot} CO₂ (-89%).

Di grande interesse è segnalare le emissioni evitate di NO_x, SO_x e particolato, sostanze particolarmente nocive alla qualità dell'aria e alla salute umana, e intrinsecamente legate ai processi di combustione, assenti nelle FC.

La tabella riporta le emissioni evitate secondo il Piano Nazionale di Sviluppo della Mobilità a Idrogeno in Italia (DIR. 2014/94/UE), che propone una strategia di implementazione di veicoli e stazioni di rifornimento a idrogeno.

Emissioni evitate secondo il Piano di roll-out di veicoli a FC					
Emissioni evitate	2020	2025	2030	2035	2040
SO ₂ (kg/a)	10	265	2847	15725	40267
NO _x (t/a)	49	627	3159	11886	27455
CO (t/a)	25	473	4033	20644	51986
PM (kg/a)	964	13543	82551	358016	864228

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento e la durata di vita attuali dei sistemi basati su celle a combustibile si differenzia in base alla tipologia e all'impiego. Si distinguono due categorie di impiego: mobile e stazionario. Per quanto riguarda i sistemi mobili, sono costituiti da celle PEM e suddivisi in: 1) Autotrazione (80 kW_e): rendimento elettrico attuale intorno al 60%, tempo di vita circa 100.000 km (2500h equivalenti), con previsione di incremento a circa 5000h. 2) Portabile (micro <2 kW_e, mini 10-50 kW_e, medio 100-250 kW_e): rendimento elettrico intorno al 40%, tempo di vita circa 1500-2000h equivalenti, con previsione di incremento a 5000h. 3) Portabile large (1-10 kW_e): rendimento 25% (target 40%), tempo di vita 3000h equivalenti (target 20000h). Per quanto riguarda sistemi stazionari di produzione di energia in loco solitamente si tratta di sistemi SOFC o MCFC: 1) Cogenerazione elettrica scala residenziale (1-10 kW_e): rendimento elettrico 30-60% (target 45-65%), rendimento termico 80-90% (target > 90%), tempo di vita 12000h equivalenti (target 60000h). 2) Cogenerazione elettrica scala industriale (>0,1 MW_e): rendimento elettrico 42-47% (target > 50%), rendimento termico 70-90% (target > 90%), tempo di vita 40000-80000h equivalenti (target 80000h). Il rendimento complessivo del sistema supera già attualmente il 95%[1].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Esistono numerosi studi sulla fattibilità economica dell'uso di celle a combustibile per scopi stazionari di generazione (taglie oltre i 250 kW) e microgenerazione distribuita (con taglie di potenza di massimo 10 kW per abitazioni), soprattutto in riferimento alle celle di tipo SOFC per la possibilità di recuperare calore per produrre acqua calda (o vapore per scopi industriali), mentre sono pochi gli esempi per le celle PEMFC. La valutazione economica dipende dal costo dell'energia, dal costo delle materie prime e dei carburanti, dall'efficienza presunta dei sistemi, dalla quantità di energia utilizzabile (sia sotto forma di elettricità sia come calore). Per sistemi residenziali, alcuni studi mostrano come sia possibile un payback superiore ai 3 anni in base alla presenza o meno di incentivi statali[17-19]. Le celle a combustibile, rispetto a sistemi più convenzionali, hanno un elevato costo di investimento, attualmente superiore a 150 €/kW per stack di taglia di circa 80 kW [20,21]. Per sistemi SOFC-CHP, viene comunemente considerato un CAPEX di 14000 €/kW per applicazioni residenziali e di 3000 €/kW per applicazioni industriali.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Nonostante siano stati realizzati esempi di rilievo nel settore della dimostrazione tecnologica e della formazione scientifica per promuovere il livello di consapevolezza sociale e la creazione di nuove professionalità adeguate alle nuove tecnologie, l'impatto sia sul territorio e sia in ambito industriale è stato minimo per mancanza di una programmazione specifica in ambito energetico. La normativa tecnica per l'impiego di tecnologie innovative quali quelle dell'uso/distribuzione/produzione dell'idrogeno o la cogenerazione residenziale è limitata e spesso carente. Le celle a combustibile hanno costi elevati. Si stima che il costo per kW generato da celle a combustibile deve scendere di un fattore 10 affinché la tecnologia abbia una diffusione su larga scala ed entrare nel mercato. Gli alti costi sono dovuti in parte ai materiali e le tecniche di produzione utilizzati (terre rare e processi ceramici per SOFC, platino per PEM) e all'attuale basso effetto di scala. Indagini di mercato dimostrano che in un regime di produzione di oltre 100.000 sistemi l'anno, i costi di approvvigionamento di materiale vengono abbattuti oltre il 70% rispetto alla produzione di 100 pezzi l'anno.

Altri fattori che limitano la diffusione della tecnologia sono la mancanza di una reale infrastruttura di produzione e distribuzione (eventualmente di stoccaggio) dell'idrogeno; tempo di vita dei sistemi ancora non sufficiente (soprattutto in ambito SOFC); necessità di nuova e adeguata professionalità, sia nel campo della formazione universitaria e post-universitaria, ma anche nella filiera di installazione e manutenzione tecnica.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

A livello mondiale, si prevede una potenza installata annuale di 1,6 GW dal 2016. L'incremento delle vendite di sistemi sarà quindi molto consistente anche in Italia.

L'Italia possiede centri di eccellenza nello sviluppo ed ottimizzazione della tecnologia, quali Enti Pubblici di Ricerca, Università ed aziende specializzate nel settore che potrebbero avere impatti positivi sul PIL nazionale. A titolo di esempio, si riporta come le imprese che operano nel settore abbiano manifestato di voler incrementare per il 2018 il personale totale portandolo da 232 dipendenti a 649. Considerando l'aumento del 25% registrato nel triennio 2014-2016 di aziende interessate al settore FC, è possibile prevedere un forte impatto sul PIL e occupazionale in caso di sviluppo positivo e di superamento degli attuali ostacoli soprattutto normativi e infrastrutturali.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Le principali aziende italiane, o con una sede in Italia, che lavorano nel settore delle celle a combustibile già esportano i loro prodotti in tutto il mondo. Essendo il settore delle celle a combustibile altamente tecnologico e di importanza mondiale le aziende che operano in tale campo sono di per sé esportatrici di una tecnologia che per molte applicazioni non è ancora matura ma ha un grande impatto in termini di riduzione delle emissioni e di efficienza di conversione.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le celle a combustibile si presentano come una valida tecnologia “Low/ nearly-zero emissions” per molteplici settori: industriale, residenziale e terziario dove è possibile sfruttare anche la versione CHP con notevole risparmio energetico ed emissivo, e anche nei trasporti dove la mobilità tramite FC risulta essere una sempre più valida alternativa alla mobilità elettrica. E' da notare come la sostituzione delle batterie con idrogeno sia sempre considerata una alternativa green di accumulo energetico.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Ad oggi in ambito nazionale gli attori di rilievo convenzionali nel settore dei trasporti o dell'infrastruttura energetica stazionaria non fanno effettivo uso della tecnologia, che si sviluppa grazie ad alcune piccole società, tuttavia in crescita. Tra i principali attori italiani potenzialmente interessati alla tecnologia si segnalano:

- aziende di telecomunicazioni (sistemi stazionari per l'alimentazione di antenne radio in luoghi isolati, sistemi stazionari di generazione ausiliaria in caso di blackout, ecc.)
- aziende di produzione di energia elettrica (sistemi stazionari accoppiati a moduli ad accumulo chimico per il bilanciamento della rete)
- aziende per la prototipazione di autoveicoli elettrici (sistemi PEMFC di taglia di circa 10-20 kW)
- aziende per la realizzazione e/o commercializzazione di biciclette a pedalata assistita (sistemi PEMFC di taglia di circa 100 – 200 W).

Sviluppo della tecnologia

Le aziende italiane che operano nel settore FC si differenziano per le tecnologie scelte per la loro attività: AFC 13%, PEMFC 35%, DMFC 10%, MCFC 10%, SOFC 25%, DCFC 3%, Altro 4%[4].

Il maggior numero di Imprese operano nella categoria Stationary Power Generation & Combined Heat and Power CHP e sono situate nel Nord Italia (17), 2 nel Centro Italia e solo 1 nel Sud e 1 all'estero[4]: CTS Energy, Dalmine S.p.A., EDISON S.p.A, Electro Power Systems S.p.A., Environment Park, H₂ Nitidor, Habitech - Distretto tecnologico Trentino, Linde Gas Italia Srl, Solardesign, SIAD S.p.A., Solidpower, NuovEnergie Teleriscaldamento Srl, Proeng Srl, Acta S.p.A., La Fabbrica del Sole, Studio Tecnico Dott.Ing. Mario Franceschetti, Hydro Energy, Minerva Srl.

Sono 42 le imprese che si interessano in applicazioni di FC Early market [4], mentre per il settore PEFC (Electro Power System) si segnalano attori attivi nella sintesi di membrane polimeriche per applicazioni in celle a combustibile, quali la Solvay Specialty Polymers di Bollate (MI), o nella preparativa di materiali per celle alcaline ad alcool diretto (ACTA in Toscana).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Tra gli enti pubblici di ricerca, il CNR dove sono presenti Istituti di assoluta eccellenza nello sviluppo di celle sia PEM che SOFC e di catalizzatori e sistemi completi di generazione. Effettuano Test sull'utilizzo di combustibili alternativi come alcoli rinnovabili, acido formico e su materiali e celle in grado di operare a temperature intermedie (attorno a 500°). L'ENEA sviluppa FC ad alta temperatura (MCFC e SOFC) anche in applicazioni non convenzionali come lo stoccaggio di energia e la CCS (Carbon Capture and Sequestration), e ha il ruolo di principale interlocutore del MiSE per quanto riguarda la ricerca sul sistema elettrico. In molte Università italiane esistono gruppi di ricerca che lavorano nel settore delle celle a combustibile (Genova, Perugia, Roma, Udine, Trieste, Politecnici di Milano, Torino, ecc.).

Le attività di ricerca e sviluppo coinvolgono anche partner privati. Dolomitech Srl: newco nata nel 2010 con l'obiettivo di sviluppare e commercializzare sistemi di propulsione avanzati eco-compatibili con sistemi di propulsione a fuel cell; EDISON S.p.A: società del gruppo EDF, produce energia elettrica, nei propri laboratori studia e sviluppa sistemi a celle SOFC; Electro Power Systems S.p.A.: produce sistemi per l'integrazione delle fonti rinnovabili nella griglia di distribuzione attraverso l'uso di elettrolizzatori, celle a combustibile e batterie; Environment Park S.p.A.: Parco Scientifico e Tecnologico ad azionariato pubblico con la funzione di accelerare l'innovazione per tutte le imprese che puntano ad allargare il proprio mercato con soluzioni eco-efficienti; Genport Srl: combina la tecnologia delle celle a combustibile alimentate ad idrogeno e delle batterie Li-ion con motori elettrici ottimizzati allo scopo di fornire una costante e affidabile sorgente energetica, massimizzare la densità energetica e ridurre rumore e emissioni; Nuvera Fuel Cell: azienda multinazionale, con un laboratorio di qualificazione per celle a combustibile presso Bergamo, sviluppa sistemi di generazione di idrogeno basati su steam reforming del metano e stack di celle PEMFC con una tecnologia propria e innovativa; Proeng Srl: società di consulenza tecnologica che ha recentemente rivolto la propria attenzione nella componentistica delle celle a combustibile; Selmar Srl: azienda italiana Leader nella progettazione, realizzazione e installazione di sistemi meccanici per l'industria navale, studia la possibile integrazione di stack di celle a combustibile; SOLID power S.p.A: specializzata nella progettazione e produzione di micro-cogeneratori basati sulla tecnologia SOFC; SOL S.p.A: attiva nella produzione, ricerca applicata e vendita di gas tecnici, puri e medicali, nelle biotecnologie e nella produzione di energia idroelettrica, ha partecipato al progetto HBUS in collaborazione con CNR e STMicronics per la realizzazione di un bus elettrico alimentato con celle a combustibile.

■ BEST PRACTICES

Per le PEMFC impiegate nel settore autotrazione, un esempio molto attuale è l'immissione sul mercato della prima auto elettrica alimentata con celle a combustibile da parte della Toyota (Dicembre 2015 in Giappone, Settembre 2016 in Europa)[6]. Numerose case automobilistiche stanno sviluppando l'integrazione delle FC in vari prototipi, sia di autovetture che di bus[7]. Esistono già sul mercato biciclette a pedalata assistita alimentate con PEMFC con taglie di circa 100 – 200 W[7].

Per applicazioni nel settore stazionario, sono molti gli esempi di impianti pilota sparsi in tutto il mondo e installati dalle più grandi aziende del settore (Ballard, Vaillant, GM, ecc.) con varie taglie e tecnologie diverse, essenzialmente sia PEMFC sia SOFC [7]. Merita menzione la Bloom Energy, azienda US che commercializza sistemi SOFC e ha provveduto a installare diversi generatori in stabilimenti di aziende che vanno dalle utilities (Washington gas) all'entertainment (DreamWorks), passando (lista non esaustiva) da NASA, Google, Apple, Morgan and Stanley e IKEA.

Molto interesse sta avendo il settore dell'alimentazione di dispositivi di elettronica portatile, sia in ambito civile che militare. Molte case produttrici (Toshiba, Sony, ecc.) hanno presentato prototipi per la ricarica di notebook, palmari e smartphone basati su celle a combustibile sia di tipo PEMFC che DMFC[8]. La potenza richiesta in questo campo è di poche decine di Watt, rendendo così appetibili tecnologie non ancora ben sviluppate ma con un alto potenziale come le celle ad alcol diretto.

In ambito militare, aziende specializzate nel settore delle forniture logistiche per gli eserciti (SFC Energy, Protonex, NexTech, ecc.) promuovono l'uso di celle a combustibile sia come stazioni mobili di generazione elettrica (taglie da 1 MW), sia come generatori portatili e indossabili per soldati specializzati (taglie da 100 W). Gli eserciti moderni stanno dotando il proprio personale di numerosi dispositivi elettronici e la necessaria energia elettrica deve essere disponibile anche in situazioni estreme e con un'alta affidabilità[7].

Nel settore delle DMFC, le applicazioni più indicate e diffuse a livello internazionale riguardano sistemi di backup o generatori di potenza ausiliaria. Trovano applicazioni per l'alimentazione degli ausiliari dei CAMPER, per le stazioni meteo, per i sollevatori (forklift) e recentemente come range extender di piccoli veicoli elettrici. Società all'avanguardia in questo settore è la tedesca Sfc (Smart fuel cell); lo sviluppo dei prodotti è in una fase commerciale (prodotti EFOY) con una ampia gamma di soluzioni per l'elettronica portatile (notebook, fotocamere, ecc.) e l'alimentazione mobile (camper, imbarcazioni, ecc.). Un'altra società con buoni sviluppi, anche commerciali, è la LG Chem (Corea). Quasi tutte le aziende internazionali coinvolte nello sviluppo di telefonia mobile hanno sviluppato prototipi di cellulari alimentati da micro-DMFC.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] O.Z. Sharaf, M.F. Orhan, , *Renew. Sustain. Energy Rev.* 32 (2014) 810–853.
- [2] Tollef son J. US Congres revives hydrogen vehicle research. *Nature* 2009;460:442–3.
- [3] Fuel Cell and Hydrogen Annual Review 2015, (2015) 70. <http://www.4thenergywave.co.uk/wp-content/plugins/datavisualisation/data/FuelCell-and-Hydrogen-Annual-Review-2015.pdf>.
- [4] Piattaforma Italiana Celle a Combustibile e Idrogeno, www.h2it.org.
- [5] http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf
- [6] <https://www.toyota.it/mondo-toyota/news-eventi/mirai-caratteristiche.json>
- [7] S. Curtin and J. Gangi, Fuel Cell Technologies Market Report 2014, U.S. Department of Energy, October 2014. http://energy.gov/sites/prod/files/2015/10/f27/fcto_2014_market_report.pdf
- [8] J. Zhang, L. Zhang, H. Liu, A. Sun, R.-S. Liu, *Electrochemical Technologies for Energy Storage and Conversion*, 2011. <http://eu.wiley.com/WileyCDA/WileyTitle/productCd-3527328696.html> (accessed 1 April 2016).
- [9] U. Lucia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 2014, 164-169
- [10] J.C. Ho, E.-C. Saw, L.Y.Y. Lu, J.S. Liu, *Technol. Forecast. Soc. Change.* 82 (2014) 66–79.
- [11] M. Pehnt, *International Journal of Hydrogen Energy*, 26, 1, 2001, 91-101
- [12] K. Kawajiri, T. Inoue, , *Journal of Cleaner Production*, 112, 5, 2016, 4065-4070
- [13] Gaines, LL, Elgowainy, A, Wang, MQ, Full Fuel-Cycle Comparison of Forklift Propulsion Systems, Argonne National Laboratory, ANL/ESD/08-3, <https://anl.box.com/s/py6dkbbgo4y5mic5mu5l3wadawfoey32>
- [14] M. Pehnt, , *Environmental Science & Policy*, 11, 1, 2008, s 25-37
- [15] B. K. Sovacool, *Energy Policy*, 36, 8, 2008, 2950-2963
- [16] M. Pehnt, , *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 8, 6, 2016, 365-378,
- [17] A. Bauen, D. Hart, , *Journal of Power Sources*, 86, 1–2, 2000, 482-494.
- [18] M. F. Torchio, *Energy Conversion and Management*, 92, 2015, 114-128
- [19] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang, *Renewable Energy*, 31, 10, t 2006, 1641-1656,
- [20] A. Atieh, S. Al Shariff, *Sustainable Cities and Society*, 17, 2015
- [21] Brian D. James, Andrew B. Spisak, Mass Production Cost Estimation of Direct H2 PEM Fuel Cell Systems for Transportation, Strategic Analysis Inc., https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/sa_fc_system_cost_analysis_2012.pdf
- [22] Fuel Cell cost analysis summary, International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy, <http://www.iphe.net/docs/Resources/IPHE%20Fuel%20Cell%20Cost%20Comparison%20Report.pdf>
- [23] Craig A. Grimes, Oomman K. Varghese, Sudhir Ranjan, Light, Water, Hydrogen The Solar Generation of Hydrogen by Water Photoelectrolysis, Springer Science+Business Media, LLC, 233 Spring Street, New York, N.Y. 10013, USA, 2008, ISBN 978-0-387-33198-0.
- [24] The Fuel Cell Industry Review 2015
- [25] A. Mehmeti, F. Santoni, M. Della Pietra, S.J. McPhail, Life cycle assessment of molten carbonate fuel cells: State of the art and strategies for the future, *Journal of Power Sources* , Volume 308 (2016)]

TECNOLOGIE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

L. Ferrari - CNR
 A. Arena - ENEA
 E. Lembo, L. Serri - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Le tecnologie per lo sfruttamento dell'energia eolica hanno avuto un grande sviluppo e diffusione negli ultimi venti anni, e nei vari Paesi aumenta costantemente il contributo alla produzione di energia elettrica da fonte eolica. A fine 2015 erano installati al mondo più di 430 GW di potenza eolica. I primi tre Paesi utilizzatori sono: Cina 145 GW, USA 74 GW, Germania 45 GW; l'Italia al 2015 era vicino ai 9 GW.

La tendenza generale è quella di sviluppare in ambito on-shore e off-shore macchine sempre più grandi e potenti, gli attuali aerogeneratori commerciali sono della potenza unitaria di 2-3 MW, ma esistono già macchine da 7-8 MW. La produzione di energia elettrica in ambito mondiale è fornita ad oggi quasi esclusivamente dalle grandi macchine on-shore. Un crescente interesse è riposto nello sviluppo della tecnologia off-shore anche per le condizioni generalmente favorevoli di ventosità. In aumento anche il mercato dei piccoli generatori (micro e mini eolici).

La configurazione dei grandi aerogeneratori on-shore è prevalentemente tripala ad asse orizzontale. Le pale sono collegate ad un mozzo che è collegato ad un sistema di conversione dell'energia meccanica in elettrica. Questi organi sono confinati in una navicella che è posta in quota utilizzando un pilone di sostegno (torre). La potenza estratta è proporzionale all'area del rotore e al cubo della velocità del vento. Gli aerogeneratori possono operare a giri fissi con connessione diretta alla rete elettrica o a giri variabili (dotate di un'elettronica capace di adeguare la frequenza di generazione a quella di rete) con alcuni vantaggi tra cui un'efficienza superiore (ottimizzazione aerodinamica in diverse condizioni di vento), possibile riduzione delle sollecitazioni e minore rumorosità alle basse velocità del vento.

Per le piccole taglie, le macchine diventano più semplici. Sono generalmente a velocità di rotazione variabile, e l'orientamento è gestito in modo automatico mediante una tailvane oppure adottando soluzioni downwind in cui le pale sono poste a valle della torre. La regolazione della potenza è affidata a sistemi non comandati. Oltre alle macchine ad asse orizzontale, è possibile trovare anche esempi di macchine operanti con asse verticale (tipicamente con configurazione Savonius o Darrieus ad H). Queste sono caratterizzate da rendimenti più bassi (quindi a parità di potenza generata, hanno dimensioni più grandi di una equivalente macchina ad asse orizzontale) ma essendo meno complesse (ed esempio, sono insensibili alla direzione di provenienza del vento) hanno elevate affidabilità. Girando a velocità di rotazione più basse a parità di velocità del vento, sono molto più silenziose delle macchine ad asse orizzontale. La loro installazione diventa interessante in contesti di generazione diffusa o in ambienti abitati tipici delle piccole taglie.

Nel settore off-shore le grandi macchine tripala sono lo standard e le potenze ormai si spingono verso i 10 MW. Grazie alla migliore esposizione dei siti (assenza di ostacoli) e bassa rugosità superficiale dell'ambiente circostante vi è un aumento dell'energia prodotta rispetto alle configurazioni on-shore e ciò compensa in parte i maggiori costi degli impianti off-shore rispetto alle macchine a terra. Due sono le principali tecnologie dell'eolico off-shore: la prima, con torre fissata al fondale marino, è quella utilizzata da tutti gli attuali impianti installati per la maggioranza al Nord Europa, con la quale si possono raggiungere profondità massime di 40-50m, e la seconda è rappresentata dall'eolico galleggiante (floating) su piattaforma ancorata che è attualmente ancora allo stadio di prototipo, ma il cui potenziale di sfruttamento (numero siti idonei) è notevole poiché si possono raggiungere profondità di centinaia di metri, in questo contesto si stanno affacciando anche sistemi ad asse verticale di tipo Darrieus ad H il cui principale vantaggio è quello di posizionare il generatore elettrico alla base della struttura.

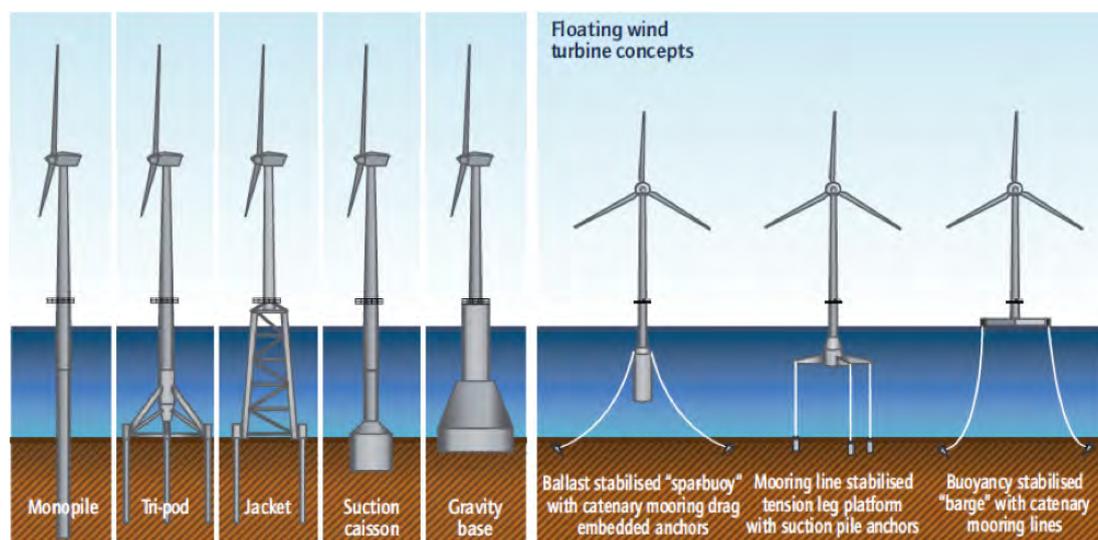


Figura 1 Tipologie di installazione di macchine off-shore (Fonte: Wisler, R. et al., 2011)

Internazionale

Alla fine del 2015 nel mondo si contavano 432.419 MW di potenza eolica installata in continua crescita rispetto agli anni precedenti (Figure 2 e 3). Il Paese con la più alta potenza eolica installata nel mondo è la Repubblica Popolare Cinese che ne conta il 33.6%, seguita dagli Stati Uniti (17.2%) e dalla Germania (10.4%). L'Italia si colloca al nono posto con il 2.1%[2].

Un totale di 141.600 MW è attualmente installato nei Paesi dell'Unione Europea grazie al tasso di crescita del 9.7% del 2015. La Germania rimane il Paese con la più alta capacità installata, seguito dalla Spagna e dal Regno Unito. L'Italia si colloca al quinto posto (Figura 3) [3].

Per quanto riguarda le installazioni off-shore, la potenza complessivamente installata ammonta alla fine del 2015 a 12.105 MW (in crescita rispetto agli anni precedenti) e i principali attori sono il Regno Unito seguito dalla Germania e dalla Danimarca (Figura 4) [2].

A livello europeo, il settore dell'off-shore ha visto un incremento nel 2015 di 3.000 MW rispetto al 2014 [3]. La dimensione media delle turbine impiegate in campo off-shore è di 4.2 MW, 13% più grande del 2014. Questo è dovuto al maggior utilizzo nel 2015 di turbine da 4-6MW. La profondità media dei parchi eolici completati (o in fase di completamento) nel 2015 è di 27.1 m e la distanza media dalla costa è di 43.3 km. Nel 2014 la profondità e la distanza media erano di 22.4 m e 32.9 km rispettivamente [4]. Questo testimonia l'impulso verso profondità e distanze dalla costa crescenti.

A livello europeo, considerando un anno con ventosità media, si producono per via eolica 315 TWh (274.5 TWh da sistemi on-shore e 40.6 TWh da sistemi off-shore) pari all'11.4% del fabbisogno complessivo (9.9% da sistemi on-shore 1.5% e da sistemi off-shore) [3].

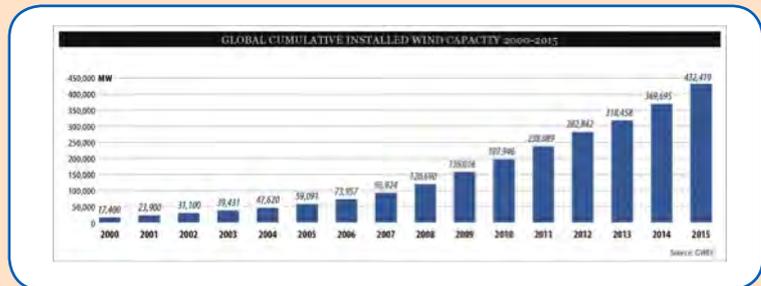


Figura 2 Potenza eolica cumulata installata nel mondo [2]

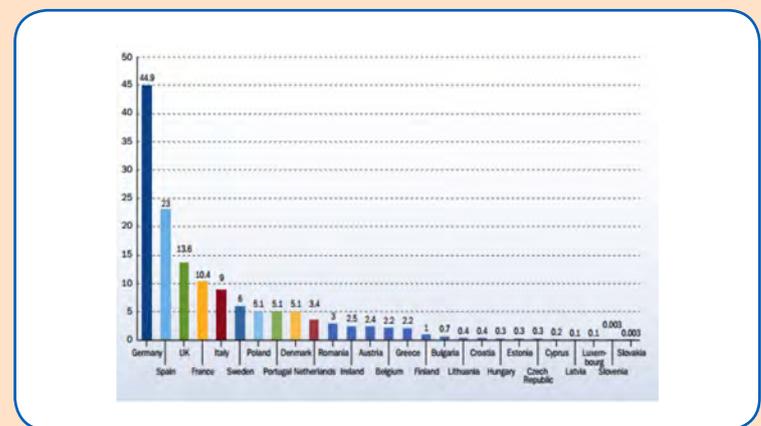


Figura 3 Ripartizione fra i Paesi Europei della potenza eolica cumulata in GW [3]

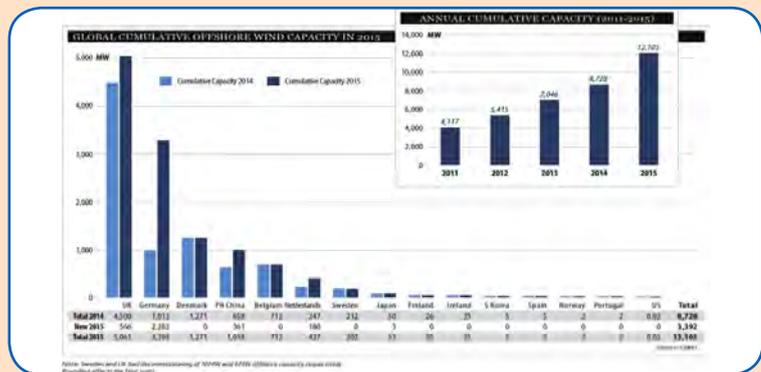


Figura 4 Potenza eolica off-shore cumulata totale e ripartita per Paese[2]

Nazionale

La potenza eolica totale installata in Italia a fine 2015 [5] è stata di 8.942 MW (in crescita del 3,3 % rispetto al 2014) (Figura 5). In particolare, nel 2015, sono stati installati 295 MW eolici secondo dati ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento), con 27 impianti in larga parte superiori al MW sino a 42 MW. Vi è stato un incremento rispetto al 2014 (105 MW installati) ma una grande diminuzione rispetto al numero di installazioni effettuate dal 2008 al 2012 (più di 1000 MW per anno). Lo sviluppo dell'energia eolica ha rallentato notevolmente dal 2013 al 2015, anche per il nuovo articolato meccanismo approvato nel 2012 con tariffe incentivanti e quote massime da installare.

Si riportano le potenze installate negli ultimi anni in Figura 5.

Il numero di grandi aerogeneratori installati è stato pari a 6.484 unità a fine 2015 (Figura 6).

A fine giugno 2016, la capacità eolica complessiva si è incrementata di ulteriori 167,9 MW, con 8 nuovi impianti caratterizzati da potenza nominale compresa tra 8,1 MW e 31,5 MW.

Nel 2015 sono stati prodotti dall'eolico 14,6 TWh, che rappresentano il 4,6 % della richiesta di energia elettrica in Italia (Figura 7).

In Italia attualmente non sono installati grandi impianti eolici off-shore.

Relativamente al minieolico, nel 2015 sono stati installati un considerevole numero di piccoli aerogeneratori (sotto i 200 kW), con una potenza cumulata installata stimata in circa 50 MW con circa 2.000 macchine. Il contributo del minieolico alla produzione di energia nazionale è trascurabile, ma l'importanza del settore è dovuta ad un grande coinvolgimento di piccole e medie imprese italiane nella produzione e realizzazione degli impianti minieolici. Al contrario di quanto accade per i grandi aerogeneratori le imprese costruttrici italiane hanno una significativa presenza nel mercato dei piccoli aerogeneratori.

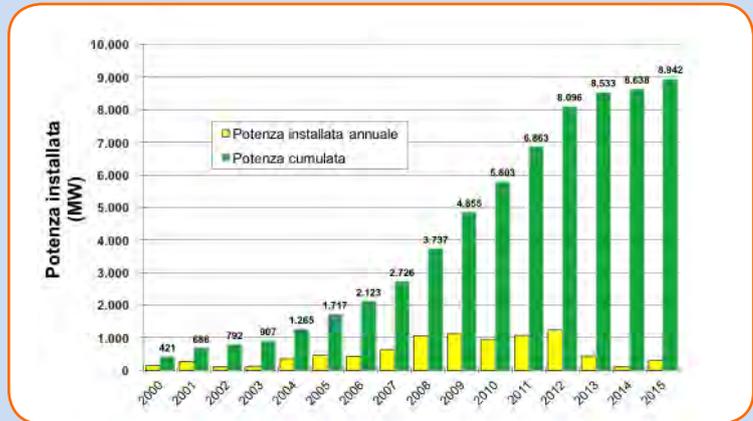


Figura 5 Potenza eolica installata in Italia annuale e cumulata a fine 2015

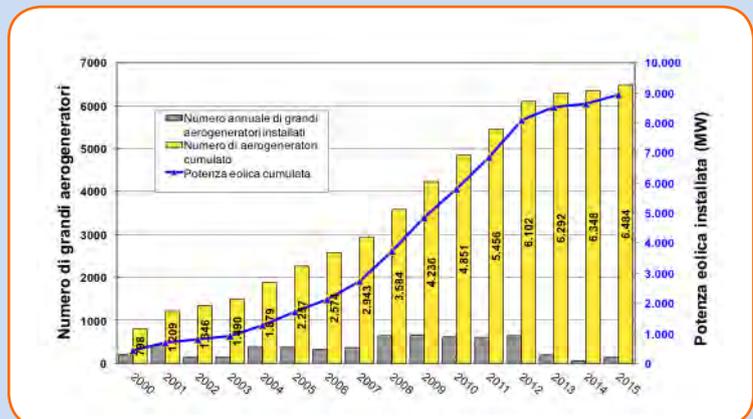


Figura 6 Numero di grandi aerogeneratori installati in Italia a fine 2015 e potenza eolica [5]

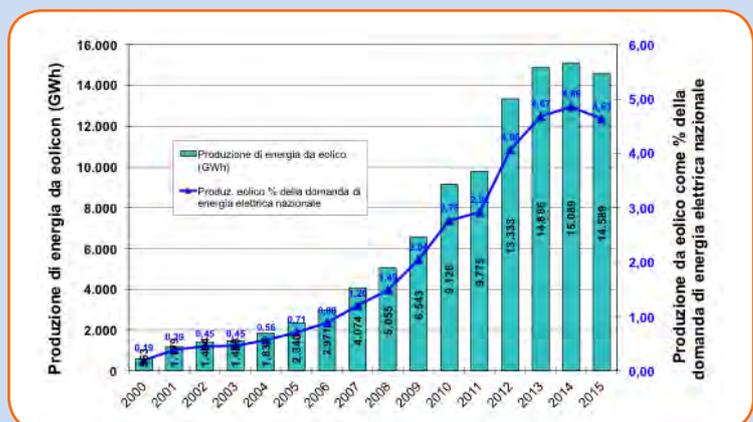


Figura 7 Produzione di energia da fonte eolica in Italia e % della domanda elettrica nazionale [4]

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I grandi aerogeneratori onshore presenti sul mercato sono dotati di tecnologia molto affidabile. La ricerca è attiva nei vari Paesi e si sta concentrando sull'aumento delle taglie per ridurre ulteriormente i costi di produzione. Gli studi si sviluppano nei settori dell'aerodinamica, aeroelasticità, materiali, elettrico. Altri obiettivi di ricerca sono l'incremento della penetrazione della produzione eolica nella rete e la minimizzazione del rumore.

Nel settore off-shore, la tecnologia per bassi fondali è già utilizzata ma vi sono ampi margini di miglioramento. Le ricerche si concentrano anche sulla tecnologia degli aerogeneratori floating con diversi tipi di soluzioni per le piattaforme e per le diverse profondità. TRL 6-7 (sviluppo di prototipi funzionanti).

Nel campo mini-micro eolico, le tecnologie sono mature anche se vi sono alcuni margini di miglioramento, l'obiettivo è il contenimento dei costi con il minimo impatto sulle prestazioni dell'aerogeneratore.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Possibili interazioni con:

- **Accumulo idraulico:** gli impianti eolici possono essere connessi tramite la rete elettrica con i grandi impianti idraulici di pompaggio per l'accumulo del surplus dell'energia prodotta da eolico.
- **Idrogeno:** il surplus di energia elettrica prodotto potrebbe essere convertito in idrogeno per usi diretti o per la conversione in metano (power to gas).
- **Accumulo elettrico:** un opportuno accumulo elettrico installato in una wind farm potrebbe portare ad una produzione di energia elettrica più costante e meno sensibile alle variazioni di ventosità con un diretto vantaggio di accoppiamento con la rete elettrica.
- **Energia da maree e onde:** alcune geometrie di turbina eolica sono utilizzabili anche per lo sfruttamento dell'energia contenuta nelle correnti marine. In aggiunta, alcune versioni di turbina eolica possono essere utilizzate per lo sfruttamento dei moti d'aria prodotti dai sistemi di generazione basati sul moto ondoso (sistemi a cassone o a colonna d'acqua oscillante).

E' possibile in futuro pensare a piattaforme off-shore multiuso in grado di alloggiare più tecnologie rinnovabili off-shore con un'ottimizzazione dei costi costruttivi e di installazione e incrementando lo sfruttamento dell'area marina interessata.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Possibili interazioni positive con:

- Settore dei materiali (impiegati per la realizzazione di pale e strutture di sostegno)
- Ambito delle previsioni meteorologiche dato l'impatto che una corretta previsione della ventosità può avere sulla produzione di energia e sulla gestione dei parchi eolici.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La disponibilità di ventosità sul territorio Italiano è stimata e sintetizzata in un atlante eolico interattivo da Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A [8]. Si evidenzia come i siti del centro-sud Italia anche nella zona Appenninica e le grandi isole siano di interesse per le installazioni di impianti eolici. Il maggiore ostacolo alla diffusione della tecnologia in Italia è il territorio densamente popolato, la vocazione turistica e le zone protette. Per l'eolico off-shore, il maggiore limite all'installazione è costituito dalla profondità dei nostri fondali. Si delinea per il futuro l'opzione della tecnologia floating [14].

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Gli impatti di un sistema eolico si articolano in: Acustico, Visivo e Paesaggistico, Avifauna e Elettromagnetico. Quello visivo presenta maggiori criticità. Recenti criteri di progettazione delle pale hanno consentito di ridurre quello acustico. L'impatto sull'avifauna e quello elettromagnetico, generalmente ritenuti di piccola entità, possono essere mitigati con opportuni accorgimenti.

Emissioni CO₂/MWh

Nel 2014 un articolo di Energy Policy ha analizzato in dettaglio il ciclo vita dei sistemi eolici per i bilanci di CO₂ [11]. Sono stati esaminati 153 studi sulla CO₂ prodotta durante il ciclo vita degli impianti (tutti sottoposti ad una peer review e più del 70% pubblicato negli ultimi 5 anni). E' emerso come l'energia eolica produca un'emissione media di 34,11 gCO₂/kWh durante il suo ciclo vitale, con una forchetta che varia fra 0,4 g e 364,8 g. Questa escursione è molto legata alla variabilità che si può avere nella realizzazione e funzionamento della macchina. Con un diverso mix energetico, la stessa macchina costruita in Cina ha un impatto ambientale maggiore di quella costruita in Germania. La fase relativa alla realizzazione dei materiali e alla fabbricazione è la responsabile

della maggior parte delle emissioni seguita dalla fase di costruzione e funzionamento [11]. In termini generali più è grande la potenza della turbina e maggiore la sua vita, minore sono le emissioni su ciclo vita a kWh. Negli studi in cui è stata considerata una vita di 20 anni le emissioni sono state stimate in 40.69 g/kWh, scendono di 28.53 g su 25 anni e 25.33 g per 30 anni.

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'intensità carbonica nella produzione elettrica è stimata intorno ai 353,4 gCO₂/kWh [10]. Ogni kWh prodotto da fonte eolica comporterebbe quindi un risparmio di CO₂ emessa in ambiente di 353,4 g. Per avere una stima più coerente, occorre valutare il bilancio sull'intero ciclo vita.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza di una macchina eolica dipende molto dalla tecnologia considerata (Figura 9). I sistemi di produzione di elevata potenza, possono avere efficienze anche molto vicine a quelle massime teoriche (sistemi a 3 pale). In un contesto di wind farm, l'efficienza complessiva può risentire dell'interazione con le scie di macchine sopravvento, in caso che le distanze reciproche non siano sufficienti. In termini energetici, l'immissione in rete può essere limitata dall'indisponibilità della rete: il sistema potrebbe generare energia, ma poiché la rete non è in grado di riceverla, la macchina viene fermata. Questa perdita di produzione causata dall'indisponibilità delle rete, che attualmente viene remunerata, è risultata pari a 492 GWh nel 2010 e si è progressivamente ridotta, fino a poco più di 120 GWh nel 2013 [9]. La vita attesa per gli aerogeneratori è di oltre 20 anni.

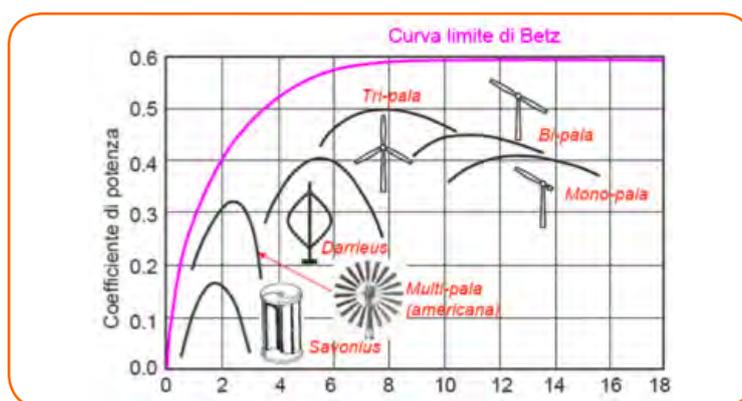


Figura 9 Efficienze tipiche delle principali tipologie di macchine eoliche

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il tempo di rientro dell'investimento per un impianto eolico dipende dalla ventosità del sito di installazione e dalla monetizzazione del kWh elettrico. Per impianti di grossa taglia, indicativamente un sito con velocità media superiore ai 5 m/s è generalmente ritenuto un sito appetibile. Nel campo delle piccole taglie, data la variabilità dei sistemi e delle prestazioni, i tempi di rientro dell'investimento sono molto più sensibili alla ventosità del sito.

Ad oggi in Italia il costo di installazione medio di impianti eolici di grande taglia da singoli aerogeneratori di 850 kW sino a impianti delle decine di MW si attesta intorno ai 1.500 €/kW. Il costo della macchina può ritenersi, prudenzialmente, compreso fra 2/3 e 3/4 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito. In caso di sistemi off-shore, i costi di installazione diventano superiori e aumentano con la profondità. Nel settore mini e microeolico, i costi sono molto più variabili e dipendenti dall'installazione e generalmente più alti. Indicativamente si può ipotizzare un costo intorno ai 3.500 – 5.000 €/kW installato. In Italia, nel 2014 il costo specifico variava da circa 4.800 €/kW per le macchine con potenza fra 1 e 20 kW, a 3.700 €/kW per le macchine fra 20 e 60 kW e 2.800 €/kW per quelle fra i 60 ed i 200 kW. Il costo scende a 2.000 €/kW per macchine fra i 200 ed i 1000 kW[12].

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Alcuni dei fattori che maggiormente limitano la diffusione della tecnologia eolica sono:

- Volatilità dei programmi incentivanti che limita la propensione degli investitori
- Procedure autorizzative spesso complesse
- Scarsa accettazione da parte delle popolazioni a causa dell'impatto ambientale
- Indisponibilità della rete o difficoltà di allacciamento.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

In Italia sono poche le aziende che producono aerogeneratori, soprattutto di grandi taglie. Sono numerose, invece, le aziende che si occupano di progettare e realizzare impianti eolici acquistando macchine sul mercato.

Le ricadute di uno sviluppo tecnologico del settore potrebbero essere notevoli visto che l'eolico è previsto in crescita. Si avrà un aumento costante degli occupati nel settore eolico con previsioni di forte crescita anche nel campo off-shore [13].

ANEV, Associazione che raggruppa gli operatori del grande eolico, e UIL hanno elaborato nel 2012 delle stime al 2020 sulla distribuzione occupazionale dovuta alla diffusione dell'energia eolica in Italia suddivisa per regioni. ANEV ha comunicato che i posti di lavoro diretti e indiretti dovuti allo sviluppo dell'eolico in Italia sono nel 2015 pari a 26.000 unità.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'incentivazione alla produzione di macchine made in Italy porterebbe inevitabilmente ad affacciarsi verso un mercato almeno europeo e, quindi, con una forte componente di esportazione.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Essendo una produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (eventualmente convertibile in gas metano) questa tecnologia permette di ridurre la carbon footprint di tutti i settori di utilizzo dell'energia elettrica/termica. L'impiego di macchine di piccola taglia integrate in contesti residenziali e industriali permetterebbe di ridurre localmente il consumo di energia elettrica e di aumentare notevolmente la diffusione della tecnologia.

BEST PRACTICES

Per i grandi aerogeneratori onshore in Italia non vi sono da segnalare installazioni particolari. In altri Paesi sono funzionanti macchine di grande taglia anche in sperimentazione sino ad 8 MW. Il livello di penetrazione dell'eolico nelle reti elettriche nazionali è un altro aspetto di attenzione; la Danimarca attualmente è il Paese in Europa con maggior penetrazione eolica, 42% di elettricità prodotta da fonte eolica sulla domanda elettrica nazionale.

Nel settore off-shore si segnala il progetto Blue H, realizzato nel 2008 a largo delle coste di Brindisi con sistema TLP (Tension-Leg Platform). La turbina da 80 kW a 20 km dalla costa (profondità di 108 m) su una piattaforma galleggiante era mantenuta in posizione da un sistema di ancoraggio verticale.

In ambito internazionale, vi sono vari prototipi per la tecnologia off-shore floating, quasi tutti con macchine ad asse orizzontale tripala, che utilizzano diversi tipi di piattaforme tutte in sperimentazione.

IEA wind TCP pubblica periodicamente delle "Recommended Practices" su diverse tematiche che riguardano il settore eolico (www.iea.org). Sono in fase di review le Recommended Practices sulle modalità di raccolta ed elaborazione di dati provenienti da parchi eolici operativi e sull'esercizio di parchi eolici in climi freddi.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Operatori gestori grandi impianti eolici (2015):

- Enel Green Power
- Erg Renew
- Falck Renewables
- E2i
- Friel Green Power
- Alerion Clean Power
- E.ON.
- Api Nova Energia
- IVPC
- Veronagest
- Moncada Energy Group
- Tozzi
- Termomeccanica Ecologia.

Di seguito l'elenco di imprese censite da Energy Strategy Group del Politecnico di Milano in collaborazione con imprese e Associazioni del settore eolico (sono escluse le imprese estere con o senza filiale italiana) [7]

Consulenza sul progetto eolico: Euro Service, LSI Lastem, Meteocenter (SMS), Relight Energie, Servizi Territorio, Spes Consulting, Tecnogaia, Windfor; Progetti eolici: ABN Wind Energy, Green Energy, Maestrone Green Energy, SER Sistemi Energie Rinnovabili, S.I.I.S., SoloRinnovabili, Studio Rinnovabili, Studio Tecnico BFP; Installazione impianti eolici: Cedelt, CMM (Consorzio Enerlog), Fen Energia, Green Energy, ICIE Energia, Infrastrutture, Laut Engineering, Marco Polo Group, PLC System, Sorgent.e Holding; Trasporto impianti eolici: Arduino Trasporti, Geo Trasporti, ICIE Energia, LOGI.CO., Marraffa, Molisana Trasporti, Nizzoli Trasporti, Rubino, Runco, Savino Del Bene.

Sviluppo della tecnologia

Grande eolico: costruttori di aerogeneratori (2015):
Leitwind (Italia) (2 stabilimenti Austria e India)
Vestas (Danimarca) -(1 stabilimento in Italia Taranto)

Minieolico: costruttori e distributori aerogeneratori:

- Ropatec
- Tozzi Nord
- Aria
- Jonica Impianti
- En-Eco
- Eolart
- T.R. Energia
- It-Energy
- Espe.

Di seguito l'elenco di imprese censite da Energy Strategy Group del Politecnico di Milano in collaborazione con imprese e Associazioni del settore eolico (sono escluse le imprese estere con o senza filiale italiana) [7]

Costruzione componenti grandi aerogeneratori:
Moltiplicatore (gearbox): Brevini Group; Sistemi regolazione (pitch e yaw): Bonfiglioli, Corner Industries, Gear World (Gruppo Carraro), Hydac; Cuscinetti: Galperti Tech, Ima Cuscinetti, SNR Italia, The Timken Company; Generatore elettrico: Ansaldo Sistemi Industriali. Sicme Motori; Inverter; Elettronica Santerno; Equipaggiamenti Elettronici Industriali; Power One; Trasformatori: MF Trasformatori, SEA; Torri e Strutture: Fonderia Vigevanese, Forgital Italy, Gualini Group, Leucci Costruzioni, Monsud, Officine Meccaniche Dal Zotto, Pali Italia, Pugliese Industria Meccanica, Sabe, SI.TE.CO., Sites, Stoma Engineering.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le attività di ricerca e sviluppo [5] in Italia nel 2015 sono state principalmente portate avanti da CNR, RSE, ENEA e Università.

- **CNR:** in otto istituti di ricerca, svolge attività su: condizioni vento e ricerche strato limite atmosferico per off-shore, coste, terreni complessi e venti estremi (ISAC); modelli integrazione clima atmosferico oceanico ad alta risoluzione (ISAC e ISMAR); mappature eoliche a terra e off-shore (ISAC e IREA); previsione produzione eolica (ISAC); caratterizzazione e modelli per aerodinamica aerogeneratore e onde (INSEAN); impatto ambientale e rumore (IDASC); sviluppo ed esercizio impianti off-shore e valutazioni rischi ambientali (ISAC, ISMAR, ITAE e INSEAN); simulazioni aerogeneratori, convertitori DC/DC e schemi di controllo per integrazione a rete (ISSIA e ITAE); materiali innovativi (ISTEC)
- **RSE:** anche nell'ambito dell'AdP Ricerca di Sistema elettrico, effettua previsioni meteo eoliche, studi sull'integrazione della capacità eolica nella rete, valutazioni risorse attraverso misure in campo e modelli di simulazione (Atlante Eolico Italiano), progetto dell'Atlante Integrato delle energie rinnovabili
- **ENEA:** ha a disposizione una galleria del vento per indagini su profili e caratterizzazione anemometri ed ha effettuato ricerche su metodi non distruttivi applicati a pale di piccoli aerogeneratori

- **Politecnico di Milano:** si occupa di aeroelasticità aerogeneratori, progetti pale, sistemi di controllo, riduzione carichi. Ha sviluppato una galleria del vento per studi su modelli di aerogeneratori con controlli attivi per la simulazione di campi eolici e interazioni onde. In particolare, si occupa di tecnologie avanzate per grandi aerogeneratori (10-20 MW) e progetti pale con sistemi di controllo passivi per la riduzione dei carichi (Dipartimento di Scienze e Tecnologie Aerospaziali), di strutture galleggianti di aerogeneratori da 10 MW (Dipartimento di Ingegneria Meccanica), di progettazione di generatori elettrici ed elettronica di potenza e di integrazione di sistemi eolici in rete e sistemi di accumulo (Dipartimento di Elettronica, Informazione e Bioingegneria), reti ed economia dell'energia eolica (Dipartimento di Energia)
- **Politecnico di Torino:** ha sviluppato un piccolo prototipo da 3 kW off-shore installato sul Lago Maggiore su piattaforma galleggiante ad asse orizzontale con controllo del passo e lavora su modelli di aerogeneratori e confronto tra dati eolici e previsioni per la valutazione della potenza immessa in rete da impianti eolici
- **CRIACIV** (Centro Interuniversitario di Aerodinamica delle Costruzioni e Ingegneria del Vento): effettua studi sulla simulazione di grandi aerogeneratori off-shore fissati al fondo marino e sul comportamento delle piattaforme galleggianti
- **Università di Genova:** ha una rete di monitoraggio di 31 anemometri sonici e 3 LIDAR nei maggiori porti del Mar Tirreno; monitoraggio strutturale di un piccolo aerogeneratore ad asse verticale nel porto di Savona
- **ADAG:** gruppo di ricerca dell'Università di Napoli "Federico II", sviluppa progetti pale, prove profili in galleria del vento, analisi comportamento aeroelastico dell'aerogeneratore
- **Università di Roma La Sapienza:** progetto strutturale e aerodinamico dell'aerogeneratore. Dal 2013 è sede dell'Associazione OWEMES per la promozione dell'eolico off-shore e delle tecnologie marine
- **Università di Trento:** progetto e prove di piccoli aerogeneratori nel suo campo prova sperimentale; ricerche specifiche sullo sfruttamento dell'energia eolica nei climi freddi e sui sistemi anti-ghiaccio
- **Società KiteGen Research e Sequoia Automation:** è in fase di sviluppo un aerogeneratore kite da 3 MW le cui prove in campo dovrebbero essere condotte in un sito del Sud del Piemonte.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>
- [2] http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR_corrected.pdf
- [3] <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>
- [4] <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Off-shore-Statistics-2015.pdf>
- [5] IEA (International Energy Agency) - Wind - Annual Report 2015 - Italy - http://www.ieawind.org/annual_reports.html
- [6] http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Rapporto%20statistico%20GSE%20-%202014.pdf
- [7] Politecnico di Milano - Dip. Ingegneria Gestionale - Wind Energy Report - Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica - Luglio 2012
- [8] <http://atlanteolico.rse-web.it/>
- [9] <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/277-14.pdf>
- [10] <http://kilowattene.enea.it/KiloWattene-CO2-energia-primaria.html>
- [11] Nugent, Daniel; Sovacool, Benjamin K. "Assessing the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Solar PV and Wind Energy: A Critical Meta-Survey," Energy Policy, February 2014, Vol. 65, 229-244. doi: 10.1016/j.enpol.2013.10.048.
- [12] http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/speciale-ambiti-sviluppo-minieolico-in-italia_qualenergia-battisti.pdf
- [13] M. Bilgili et al. "Off-shore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart" Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 905-915
- [14] RSEview, "L'energia elettrica dal vento", 2012 (ed 2017 in pubblicazione), <http://www.rse-web.it/monografie/rseview003.page>

*S. Lombardo, A. Mordini, P. De Natale,
A. Sanson - CNR
S. Castello, E. Terzini - ENEA
S. Guastella - RSE*

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia fotovoltaica consente di produrre energia elettrica sfruttando la radiazione solare. La trasformazione diretta avviene tramite celle fotovoltaiche che sfruttano la proprietà di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti da radiazione solare. Il materiale prevalentemente utilizzato per produrre celle fotovoltaiche è il Silicio a cristallo singolo (monocristallino) o a cristalli multipli (policristallino). Altri materiali sono i cosiddetti “film sottili” (quali silicio amorfo, tellururo di cadmio, diseleniuro di indio e rame). Le celle a film sottili sono basate su materiale semiconduttore depositato in strati molto sottili (dell’ordine del micron) e sono sviluppate con l’obiettivo di ridurre i costi con processi di produzione su grande scala. Questi materiali hanno ancora oggi problemi di stabilità in esercizio, di rendimento di conversione e di convenienza economica nel processo costruttivo. I dispositivi di “terza generazione” incorporano tecnologie in evoluzione per mezzo delle quali si vuole raggiungere un rapporto costi/efficienza particolarmente vantaggioso. Rispetto al fotovoltaico tradizionale queste tipologie di celle sono più versatili sia dal punto di vista dei materiali utilizzati che dei loro potenziali impieghi. Le tecniche di fabbricazione sono inoltre potenzialmente a basso costo e richiedono un impiego molto limitato di energia abbattendo i costi energetici di produzione e di conseguenza i tempi di payback energetico. Alla terza generazione appartengono le celle solari a colorante (DSSC)[1], le celle fotovoltaiche organiche e polimeriche (OPV)[2], le celle a base di perovskiti (soprattutto ibride alogenuro come $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$, PSC)[3] e quelle facenti uso di nanoparticelle e nanocristalli colloidali (colloidal quantum dots, CQDSC)[4]. Nel caso di OPV e DSSC, lo stadio della ricerca è certamente più avanzato rispetto alle celle solari a base perovskitica e le realizzazioni tecniche hanno già permesso l’ottenimento di moduli di medie/grandi dimensioni per i quali costituisce un imperativo l’ottenimento di stabilità accettabili. Le celle PSC (di recentissima introduzione) in fase di sviluppo in laboratorio, costituiscono il fronte di ricerca più innovativo nell’ambito del fotovoltaico di terza generazione. Grazie alle proprietà delle perovskiti, i dispositivi che li inglobano hanno raggiunto e superato in pochissimi anni lo stato dell’arte del fotovoltaico da “soluzione”: dispositivi multistrato, flessibili, stabili e semitrasparenti toccano efficienze certificate superiori al 20%. Ad oggi, le celle solari a base perovskitica si configurano come la più promettente tecnologia di celle solari a basso costo, rappresentando in un prossimo futuro un’alternativa concreta al fotovoltaico basato sul silicio. Le CQDSC, pur con efficienze più basse, presentano anch’esse potenzialità per essere applicate al fotovoltaico di nuova generazione: i nanocristalli colloidali, infatti, permettono di assorbire efficientemente la porzione nell’infrarosso dello spettro solare. Una delle caratteristiche comuni a tutti i dispositivi di seconda e terza generazione è la possibilità di facile integrazione negli edifici (il cosiddetto BIPV, building-integrated photovoltaics), grazie alle loro caratteristiche di adattabilità strutturale, bassa perdita di efficienza a bassa illuminazione e ad angoli di lavoro non ottimali, peso ridotto, (semi)trasparenza e, almeno nel caso delle OPV e DSSC, colorazione variabile.



Impianto fotovoltaico con sistema di accumulo (nel riquadro) presso il CR ENEA di Lampedusa

Internazionale

Alla fine del 2014 in Europa erano installati più di 80 GW di impianti FV, con un incremento annuo in decrescita (Figura 1) dopo la forte riduzione degli incentivi nazionali. La Germania e l'Italia sono i paesi con maggiore potenza installata (Figura 2) rispettivamente 38,2 e 18,6 GW [1]. Questi due paesi si collocavano nel 2012 al primo e al secondo posto fra i paesi "Top 10 PV market" a livello mondiale; nel 2014 Regno Unito e Germania occupavano il 4 e il 5 posto [5]. Ciò sta a denotare come il business FV, anche se ancora rilevante in Europa, sta crescendo molto di più in altre aree geografiche mondiali, quali Cina, Giappone e USA.

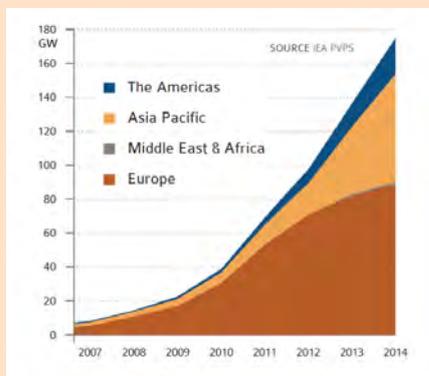


Figura 1 Potenza FV installata in varie aree [5]

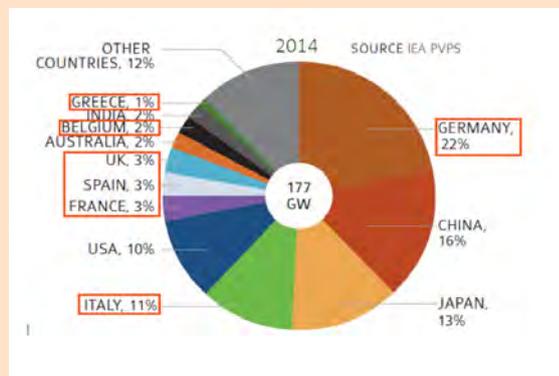


Figura 2 Potenza FV installata in Europa [5]

Si sottolinea come circa il 90% della potenza fotovoltaica globalmente installata sia ancora ottenuta da pannelli a base di silicio cristallino (efficienze di conversione anche superiori al 17%), con le tecnologie a film sottile che coprono il restante 10% del mercato [6].

Le tecnologie di nuova generazione pur essendo già state inserite in alcuni prodotti commerciali [9] non forniscono ancora una produzione elettrica significativa.

Dal punto di vista della ricerca scientifica, l'Europa è leader nella tecnologia PSC; le celle con efficienza di conversione di potenza più alta (20%) sono state realizzate da due laboratori europei (Politecnico di Losanna e l'Università di Oxford). Le OPV e DSSC, tecnologie più mature rispetto alle PSC, presentano efficienze delle singole celle ad oggi

più basse. Per OPV si registra un valore di efficienza certificata del 10,8% e per DSSC dell'11,9% (sebbene siano stati riportati valori fino al 13% su dispositivi rigidi e 7,6% per dispositivi flessibili). L'efficienza certificata dei moduli ha raggiunto ormai valori ragguardevoli: per l'OPV in moduli rigidi sono riportate efficienze dell'8,7% (Toshiba) e in moduli flessibili e trasparenti (colorati) del 4,5%. Per le DSSC il valore più alto certificato è dell'8,2% (Sharp).

Nazionale

In Italia, alla fine del 2014, erano in esercizio circa 650.000 impianti per 18,6 GW installati e 22,3 TWh elettrici prodotti [7][8]. Tale ampia presenza di impianti fotovoltaici in Italia è avvenuta grazie agli incentivi del "Conto Energia" (Figura 3) risultati determinanti visto che il costo del kWh prodotto dalla tecnologia fotovoltaica era più elevato rispetto alle fonti tradizionali, soprattutto negli anni iniziali del Programma di incentivazione. Il consistente trend di diminuzione dei costi degli impianti fotovoltaici ha portato, nelle regioni più soleggiate d'Italia (Sicilia, Puglia, Calabria e Sardegna), a raggiungere la "grid-parity" (cioè il punto in cui l'energia elettrica prodotta con questa fonte energetica uguaglia il costo dell'energia prelevata dalla rete elettrica per l'utente finale). In tali zone d'Italia la produzione di energia elettrica annua con impianti fotovoltaici (correttamente progettati, installati e gestiti) raggiunge valori di 1.610 kWh/kWp a Messina contro i 1.450 a Roma e 1.260 a Milano [4].

La regione italiana che a fine 2014 produceva più elettricità da fonte solare era la Puglia (2.59 GW). La produzione nel suo complesso risulta ben distribuita su tutto il territorio nazionale con un totale di circa 648.000 impianti, per la maggior parte di piccole dimensioni [10]. Solo 86 impianti utility-scale (sopra 10 MW), il più grande dei quali da circa 85 MW, sono attualmente presenti in Italia per una produzione totale di 901 MW. In base ai dati disponibili, si può concludere che alla fine del 2014 il solare fotovoltaico era in grado di soddisfare circa il 7% della domanda elettrica nazionale.

Si evidenzia come anche in Italia la stragrande maggioranza degli impianti in attività è basata sulle tecnologie del silicio cristallino: alla fine del 2014, solo circa il 7% della potenza fotovoltaica complessiva era fornita da impianti a film sottile (principalmente silicio amorfo e CIGS), pari a circa 1,3 GW [11]. Considerando la superiore integrabilità architettonica delle tecnologie thin-film (nonché di quelle emergenti) rispetto a quelle "classiche", che si evidenzia nella possibilità di costruire pannelli flessibili e (semi) trasparenti, e che quasi il 50% degli impianti fotovoltaici in Italia è montato su edifici, un miglioramento nelle loro caratteristiche di efficienza e stabilità potrebbe portare in futuro ad un deciso aumento nel loro utilizzo.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

- film sottili “tradizionali” (a base di CdTe, CIGS o silicio amorfo): TRL 9. Questa tecnologia è ormai commercialmente disponibile da vari anni
- film sottili a base di kesteriti: TRL 3. Questa tecnologia è stata dimostrata su piccola scala in laboratorio, ma non sono ancora stati prodotti pannelli basati su di essa
- dye Sensitized Solar Cells: TRL 7. A seconda dei differenti substrati e della natura dei componenti, si è passati dalla dimostrazione di prototipi alle installazioni permanenti a piena scala. Non esistono tuttavia prodotti disponibili sul mercato (se si eccettuano piccoli moduli per la ricarica di dispositivi elettronici)
- fotovoltaico Organico (OPV): TRL 6. La tecnologia è stata dimostrata in forma di modulo e in ambiente operativo, ma non è ancora disponibile sul mercato
- celle a Perovskiti (PSC): TRL 3-4. Dispositivi su scala di laboratorio per valutazione meccanismi di degradazione e meccanismi fondamentali di funzionamento; moduli su scala leggermente maggiore testati sia indoor sia outdoor
- nuove tecnologie per l'aumento dell'efficienza di celle al silicio: TRL 3-4. Gli studi in questo settore sono a livello di dimostrazione di laboratorio.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Non sono presenti interazioni con altre fonti energetiche. Sono invece presenti possibili interazioni con altre tecnologie, quale quella solare termica. Impianti fotovoltaici a tetto possono competere in termini di spazio con le installazioni di impianti solari per la produzione di acqua calda o per calore a bassa temperatura, mentre impianti fotovoltaici a terra possono competere, sempre in termini di spazio, con le installazioni di impianti solari termodinamici per produzione di energia elettrica o a impianti fotovoltaici a concentrazione solare.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Lo sviluppo di competenze nel campo della deposizione e del trattamento dei semiconduttori, sia organici che inorganici, può avere un impatto positivo sul settore elettronico, ad esempio per quanto riguarda la produzione di sensori, transistor o di sistemi di illuminazione innovativi (OLED e sistemi simili).

Ne deriverebbero miglioramenti nelle tecniche di deposizione su larga scala (inkjet-printing, roll-to-roll) e su substrati flessibili con basso costo di produzione.

In aggiunta, lo sviluppo di sistemi per la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili sarà accompagnato dalla necessità di progettare tecnologie di accumulo elettrico, dispositivi per il condizionamento della potenza e soluzioni ICT per ottimizzare la gestione dei flussi energetici in una rete elettrica intelligente (Smart Grid), con la possibilità di accumulare un significativo capitale di proprietà intellettuale in tali settori.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La risorsa energetica solare risulta distribuita su tutta la superficie terrestre con un'ampia variabilità che privilegia le aree comprese fra i due tropici. Le aree più soleggiate hanno un valore di densità di radiazione solare annua pari a circa 7 kWh/m²/giorno, mentre ampie aree europee, asiatiche, americane e australiane raggiungono in media i 5 kWh/m²/giorno. Valori di radiazione solare annua pari a circa 1 kWh/m²/giorno si registrano nelle zone prossime ai circoli polari terrestri. La risorsa energetica solare in Italia è più consistente nelle zone meridionali, come noto e come indicato dai livelli di Radiazione globale solare annua sul piano orizzontale per le varie località italiane (Figura 3) [15].

La producibilità energetica degli impianti fotovoltaici (o ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale) dipende principalmente dalla tecnologia dei moduli, dalla zona climatica di installazione e dalle modalità di installazione (piano dei moduli con inclinazione e orientazione ottimale, non ottimale o con inseguimento solare su uno o due assi), oltre che dalla qualità degli inverter, della progettazione, dell'installazione e della gestione (Tabella 1). La natura del territorio, costituito in



Figura 3 Livelli di radiazione solare in Italia

Tecnologia	Zona geografica	Radiazione solare su piano moduli kWh/m ²	PR	Producibilità kWh/kWp
Silicio cristallino	Nord	1.490	0,80	1.192
			0,85	1.267
	Centro	1.710	0,80	1.368
			0,85	1.454
	Sud	1.900	0,80	1.520
			0,85	1.615
Film sottile	Nord	1.490	0,70	1.043
			0,80	1.192
	Centro	1.710	0,70	1.197
			0,80	1.368
	Sud	1.900	0,70	1.330
			0,80	1.520

Tabella I Producibilità degli impianti FV al variare delle zone di installazione e della tipologia di moduli utilizzati, nel caso di impianti correttamente progettati, installati e gestiti [16]

maggioranza da zone collinose e montagnose, spesso non consente la messa in opera di impianti fotovoltaici dalla elevata superficie, che è possibile solo in alcune zone (es., in Puglia, dove il 76% degli impianti fotovoltaici è del tipo a terra [17]). Ne consegue che, per utilizzare al meglio la risorsa solare in tutta Italia, andrebbe potenziata la possibilità di installare impianti fotovoltaici su edifici, ovvero su serre o pensiline, opzione in buona parte già realizzata con le tecnologie a base di silicio, ma per la quale le nuove tecnologie sopra descritte sembrano particolarmente adatte (implementazione del concetto di BIPV).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia fotovoltaica ha un impatto ambientale molto contenuto. Le analisi di impatto legati alla produzione elettrica da fotovoltaico mostrano valori di gran lunga inferiori a quelli del ciclo combinato a gas naturale (che, dal punto di vista ambientale, rappresenta la migliore tecnologia fossile disponibile). Uno studio RSE sul Life Cycle Assessment degli impianti fotovoltaici, condotto secondo la ISO 14040, evidenzia che non esiste una combinazione tecnologia/installazione migliore per tutti gli impatti analizzati, ma che in generale l'utilizzo di fotovoltaico presenta dei vantaggi in termini ambientali rispetto alle tecnologie fossili [16]. Il consumo di materie prime per la tecnologia fotovoltaica è relativo alla fase di costruzione di celle e moduli (soprattutto silicio) ed è tollerabile anche per installazioni fotovoltaiche molto più ampie di quelle attuali. La produzione di rifiuti, invece è relativa: alla fase di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta; alla fase di recupero e riciclaggio a fine, ed è regolamentata dalla DLgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Inoltre, nell'impiego della tecnologia fotovoltaica non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti. La principale contropartita per la tecnologia fotovoltaica riguarda un rilevante consumo di suolo, nel caso delle installazioni a terra.

Per quanto riguarda i moduli a film sottile, una recente analisi ha mostrato come la carbon footprint delle varie tecnologie possa diminuire significativamente all'aumentare della capacità di produzione, e come la migliore alternativa sia costituita dai moduli in CdTe (che peraltro potrebbero porre problemi in fase di smaltimento), per i quali il rapporto tra grammi di CO₂ emessi in atmosfera e kWh prodotti è del 30-47% minore rispetto al a-Si e ai CIGS (ca. 14 g CO₂-eq/kWh in valore assoluto) [18]. Un'approfondita analisi LCA dei dispositivi fotovoltaici organici, e un confronto con le altre tecnologie concorrenti, ha mostrato come l'OPV sia piuttosto competitivo in termini di energia consumata per la sua produzione, soprattutto grazie all'assenza di alte temperature nel procedimento produttivo: i valori ottenuti (espressi come rapporto GJ consumati per la fabbricazione/kWp prodotti) sono decisamente inferiori rispetto a quelli riscontrati per il silicio mono e poli - cristallino, e confrontabili con quelli delle DSSC e delle tecnologie thin-film più comuni (ca. 30-60 GJ/kWp) [19]. L'energy payback time (EPBT), ovvero il tempo necessario per produrre la stessa energia consumata nella fabbricazione del modulo, appare inoltre inferiore a quello calcolato per il silicio cristallino, e simile rispetto a quanto trovato per CdTe, a:Si e DSSC [19,20].

Uno studio recente molto dettagliato sull'LCA delle celle DSSC mette a confronto i risultati sui parametri ambientali ed energetici con quelli delle altre tecnologie più popolari. Rispetto ai thin film (con l'esclusione della tecnologia nota come "micromorph", costituita da una combinazione di silicio cristallino e amorfo), le DSSC hanno un notevole vantaggio in termini di domanda energetica complessiva (riduzione del 48-66%) ed emissioni di CO₂ (riduzione del 49-76%), specialmente considerando la possibilità di realizzarle usando un substrato plastico trasparente invece che vetroso; ciò si risolve in una riduzione dell'EPBT di 8-14 mesi. Data l'assenza di procedure industriali consolidate è tuttavia necessario sottolineare come tali dati debbano essere presi con cautela [21].

Emissioni CO₂/MWh

Nessuna emissione di CO₂ viene generata con l'utilizzo della fonte energetica solare fotovoltaica, nella fase di esercizio. I valori relativi agli studi LCA, permettono invece di stimare le emissioni per ciascuna tecnologia: Si: 21 g CO₂-eq/kWh (assumendo 2.400 kWh/m²/anno di irraggiamento solare, efficienza 6,3% e performance ratio di 0,75); CIGS: 27 g CO₂-eq/kWh (stesse assunzioni, ma con efficienza 11,5%); CdTe: 14 g CO₂-eq/kWh (stesse assunzioni, ma con efficienza 10,9%) [18]; OPV: 37,8 g CO₂-eq/kWh (assumendo 1.700 kWh/m²/yr di irraggiamento solare, efficienza 3% e performance ratio di 0,8)[20]; DSSC: ca. 40 g CO₂-eq/kWh (assumendo 1.700 kWh/m²/yr di irraggiamento solare, efficienza 8% e performance ratio di 0,75)[21].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione di generatori da fonti fossili utilizzati nel mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica.

Dati preliminari di Terna [8] indicano che nel 2015 la produzione fotovoltaica è stata pari a 24.676 GWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Come riportati in differenti studi [22], i livelli prestazionali degli impianti fotovoltaici sono progressivamente e costantemente in aumento. Le principali problematiche che hanno limitato le prestazioni nel passato erano soprattutto legate ad errori progettuali, scarsa affidabilità degli inverter d'impianto, ridotta efficienza degli algoritmi per l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT), lunghi tempi di riparazione dei componenti malfunzionanti e problemi derivanti dall'ombreggiamento dei moduli FV. Il miglioramento tecnologico dei componenti d'impianto, in termini di prestazioni e affidabilità, unitamente alla maggiore esperienza acquisita dagli operatori del settore (installatori, manutentori, ecc.), hanno consentito di mitigare o risolvere buona parte delle sopramenzionate problematiche.

Valori tipici del Performance Ratio (PR, fattore di prestazione cioè la frazione di energia generata rispetto a quella producibile teoricamente) degli impianti fotovoltaici sono passati da 50–75% negli anni '80, a 70–80% negli anni '90, fino a valori superiori a 80% negli ultimi anni. Indicativamente, a quanto emerso da analisi effettuate su vari impianti in esercizio [23], un impianto ben funzionante presenta valori del PR di circa 80-85%; valori più bassi evidenziano problemi di funzionamento dell'impianto e comportano una diminuzione della produttività che può essere recuperata con idonei interventi di manutenzione. Gli impianti di grossa taglia sono generalmente caratterizzati da valori di PR più elevati e ciò è attribuibile, oltre che alla più attenta progettazione e selezione dei componenti, alla manutenzione accurata cui sono sottoposti anche grazie a sistemi di monitoraggio e analisi dei dati di funzionamento.

I moduli realizzati in silicio cristallino (poli e mono) si confermano i più performanti in termini di output energetico [23].

I moduli in film sottile mostrano prestazioni più variegata, con alcune tecnologie caratterizzate da prestazioni energetiche soddisfacenti (CdTe) e altre particolarmente scadenti (Silicio amorfo) [23]. L'affidabilità a lungo termine dei moduli fotovoltaici e il mantenimento delle prestazioni iniziali nel tempo sono aspetti chiave per il successo "commerciale" di un impianto, ossia per l'ottenimento dei tempi di rientro dell'investimento previsti in fase di progetto.

La diminuzione media annua della potenza dei moduli (detta comunemente "degradation rate") dipende dalle differenti tecnologie. Uno dei più rappresentativi studi effettuati su questo argomento, in termini di ampiezza del campione analizzato, riporta che una diminuzione media della potenza dei moduli FV si può ritenere pari a -0,8%/anno (% calcolata rispetto alla potenza nominale iniziale del modulo) [15, 23] con valori più contenuti per moduli in Si-cristallino (circa -0,5%/anno), e più ampi per i vari moduli in film sottili (tra -1 e -2%/anno).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Nel corso degli ultimi anni si è assistito a una decisa riduzione dei costi specifici degli impianti fotovoltaici connessi alla rete (Figura 4a) seppure con valori differenti nelle due tipologie prevalenti: installazioni sugli edifici (in generale sui tetti di fabbricati residenziali con integrazione architettonica più o meno efficace) e a terra. In Italia il trend di riduzione dei prezzi è ancora evidente anche se non è così consistente come era stato negli anni 2010 e 2011, quando aveva superato il 30% annuo (Figura 4b).

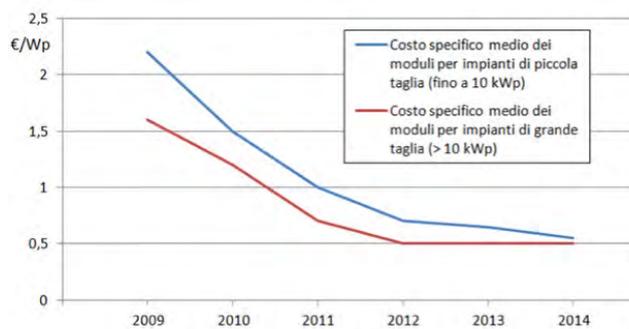
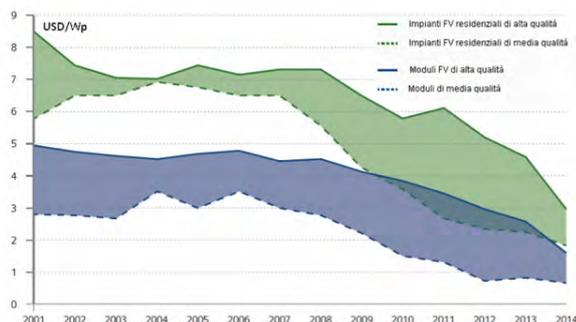


Figura 4 a) Andamento medio del prezzo di moduli e impianti FV su fabbricati residenziali nei paesi membri dell'IEA PVPS [5] e dei moduli fotovoltaici in Italia (b) [7]

Anche dopo la fine delle tariffe incentivanti in Italia, gli impianti fotovoltaici sono una fonte energetica a costo competitivo in varie aree geografiche caratterizzate da una buona radiazione solare. Il costo del kWh prodotto da questi impianti ha raggiunto in Italia valori compresi fra 97 €/MWh (indicativi, per un impianto da 2 MW localizzato al Sud) a 184 €/MWh (per un impianto da 3 kW senza detrazioni fiscali localizzato al Nord). Vari studi indicano che l'energia solare fotovoltaica diventerà in futuro la più economica fonte energetica nelle zone più soleggiate, giacché ci si aspetta che raggiungerà i 40-60 €/MWh nel 2025 e 20-40 €/MWh nel 2050, sebbene permangano incertezze legate agli aspetti regolatori e finanziari che potrebbero costituire barriere per il raggiungimento di tali traguardi soprattutto in alcune aree geografiche [16].

Tuttavia se l'obiettivo della "grid parity" (quando il costo di produzione dell'impianto è uguale o inferiore al costo dell'energia sostenuto dall'utente finale) è già stato raggiunto sia per consumatori residenziali che per consumatori industriali, in caso di autoconsumo dell'intera produzione (facilitato nei casi si possa accedere allo scambio sul posto), occorrerà ancora molto tempo per raggiungere la "market parity" (quando il costo di produzione è uguale o inferiore al prezzo all'ingrosso dell'energia), anche tenendo conto del probabile incremento a lungo termine dei costi del gas e di quello associato alla CO₂ emessa [16].

Per quanto riguarda l'Operation and Maintenance, gli impianti FV sono generalmente affidabili se confrontati con altre tecnologie per la generazione di energia: si ha assenza o quasi di parti meccaniche in movimento (fatta eccezione per eventuali strutture ad inseguimento solare), non si ha alimentazione di combustibile, generazione di rumore, scorie o emissioni inquinanti in atmosfera. I componenti utilizzati sono solitamente caratterizzati da una lunga aspettativa di vita e da manutenzione ridotta rispetto ad es. ad una centrale termoelettrica tradizionale. Sebbene il livello di manutenzione richiesto o raccomandato possa variare notevolmente a seconda della tipologia dell'impianto o di eventuali obblighi contrattuali sulla produzione energetica dell'impianto, occorre tenere conto di alcune azioni minime di manutenzione che è bene eseguire periodicamente in quanto, se trascurate, possono favorire il manifestarsi delle problematiche che più frequentemente si verificano in campo.

Nel contesto italiano è sempre maggiore il numero di imprese specializzate in attività di O&M, poiché molti dei primi impianti FV (2010-2012) a breve non saranno più coperti dalle garanzie (contratti di manutenzione) stipulate in fase di costruzione (solitamente 3 o 5 anni). Gli occupati nel settore dell'O&M degli impianti FV in Italia nel 2014 sono stati stimati in 5 000, mentre il business generato da tale attività è stato considerato pari a circa 400 M€ [7].

I costi di gestione di un impianto fotovoltaico (Tabella 2) sono composti da:

- costi fissi di esercizio, che dipendono dalla taglia dell'impianto e includono i costi di esercizio ordinario, di assicurazione e, per gli impianti di taglia rilevante (superiore a 500 kW), di concessione in uso dell'area impegnata dall'impianto fotovoltaico;
- costi variabili di esercizio, che dipendono dalla taglia dell'impianto e includono i costi di manutenzione dell'impianto, che in generale aumentano con il progredire della vita dell'impianto; il valore indicato in Tabella 2 è rappresentativo di una media pesata sulla vita utile dell'impianto.

Potenza (kWp)	Tipo di installazione	Costi fissi di esercizio [k€/anno]	Costi variabili di esercizio [€/kWh]
3	A tetto	0,2	0,0513
20	A tetto	0,4	0,0308
2000	A terra	40	0,0231

Tabella 2 Costi di gestione di un impianto fotovoltaico [16]

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Uno dei principali ostacoli è rappresentato dall'indisponibilità di connessione alla rete elettrica in varie aree geografiche. Risulta pertanto necessario perseguire con costante impegno la strada, già intrapresa, di regolamentare accuratamente la connessione di nuovi impianti fotovoltaici nel sistema elettrico nazionale per garantire la qualità del servizio elettrico. Un altro rilevante ostacolo potrà essere costituito dall'impossibilità di installare impianti fotovoltaici centralizzati a terra. Per raggiungere la potenza complessiva necessaria al 2030 di 35 GW totali, poiché quella realisticamente installabile sugli edifici non è sufficiente, occorreranno prudenzialmente 7-8 GW da realizzare con grandi e medi impianti a terra [16]. Attualmente la soluzione di impianti FV a terra non è facilmente percorribile a causa delle limitazioni sull'utilizzo di suolo; è necessaria una specifica programmazione governativa integrata con una collaborazione adeguata degli enti locali per superare tali limitazioni, ad esempio mediante utilizzazione di aree già munite di autorizzazione e collegate alla rete elettrica, utilizzo di zone industriali dismesse e aree non utilizzabili per agricoltura; il tutto dovrebbe essere accompagnato dalla semplificazione dell'iter dell'Autorizzazione Unica.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

In Figura 5 è riportato il valore del business generato dal mercato FV in Italia e in altri Paesi, rapportato al loro Prodotto Interno Lordo [5, 24].

In Italia, come in altri paesi europei, la realizzazione di impianti fotovoltaici è avvenuta principalmente con il supporto delle incentivazioni governative (Programma "Conto Energia"). Con la conclusione di tali incentivi, il volume d'affari annuo si è notevolmente ridotto (Tabella 3) mantenendo nel 2014 l'apprezzabile valore di 2,3 Miliardi di Euro, in diminuzione rispetto ai 2,8 Miliardi di Euro del 2013. Tale volume d'affari è stato generato in vari settori d'attività, quali principalmente ricerca e sviluppo, produzione, distribuzione, installazione, manutenzione e formazione.

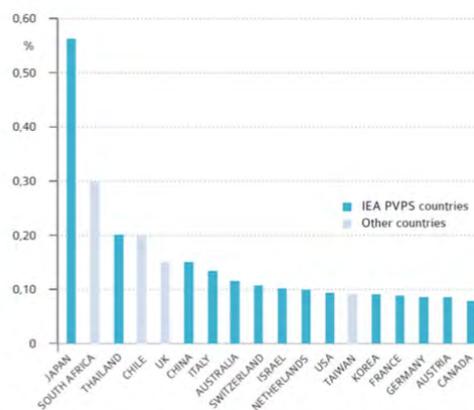


Figura 5 Valore del business generato dal mercato FV sul PIL (%)

	2011	2012	2013	2014
Valore del business generato dal mercato FV, in Miliardi di Euro	15,0	4,6	2,8	2,3
Stima dei posti di lavoro generati dal mercato FV	55.000	16.000	10.000	12.000

Tabella 3 Valore del business e stima dei posti di lavoro generati dal mercato FV in Italia [7]

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Nel campo dei moduli fotovoltaici e dei componenti BOS (Balance Of System, ovvero tutto ciò che negli impianti FV non è costituito da moduli), nel 2014 in Italia le principali aziende costruttrici di moduli e quelle di inverter erano rispettivamente 14 e 8.

Tenendo conto degli asset produttivi italiani e della dimensione del mercato nazionale (prevista intorno a 0,5 - 1,0 GW/anno), la strada dell'internazionalizzazione è sempre più uno strumento necessario per l'industria italiana di moduli e inverter fotovoltaici. Le esportazioni nel 2014 hanno riguardato soprattutto inverter fotovoltaici. In tale anno, è stato stimato [7] che le esportazioni di moduli e inverter fotovoltaici siano state pari a circa 1 550 M€, con un'importazione di circa 180 M€.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Nel 2014 e 2015 sono consistentemente aumentate le Società di O&M e in generale di servizi per la gestione degli impianti fotovoltaici. Si ritiene che questo settore manterrà nei prossimi anni l'attuale livello di business, oltre che quello occupazionale, poiché dovrà provvedere alla buona gestione di un parco di generazione costituito da circa 650.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva superiore a 19 GW.

Fra gli operatori di impianti fotovoltaici in Italia, con varie attività ed entità di business, si citano: RTR Energy, Enel Green Power, F2i Solare – HFV (F2i solare – HFV e Enel Green Power hanno avviato la formazione di una Joint Venture), 9REN, VEI Green, Terni Energia, FORVEL, Graziella Green Power, Solar Ventures, Solar Investment Group, Volteo Energie, SILFAB Srl, API Nuova energia, Sunnergy Group SpA, Manni Energy.

A questi si aggiungono, aziende o cooperative edili, che possono integrare i moduli fotovoltaici di seconda e terza generazione in edifici di nuova costruzione, oppure usarli per riqualificare vecchi edifici dal punto di vista energetico; e aziende agricole o vivaistiche, che possono sfruttare lo spazio inutilizzato su serre (ad esempio le pareti laterali) per installare pannelli fotovoltaici, che contribuirebbero così al soddisfacimento del fabbisogno energetico.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Diverse sono le eccellenze di R&D presenti nel territorio nazionale in ambito fotovoltaico:

- **ENEA:** svolge ricerche sulle diverse tipologie di celle (silicio, film sottile, soluzione in eterogiunzione e tandem, ecc.), sull'integrazione architettonica del PV negli edifici, sui sistemi fotovoltaici completi e sui modelli per l'integrazione ottimale nella rete elettrica, anche con riferimento alle tecnologie di accumulo dell'energia e la gestione della rete. ENEA sta effettuando la sperimentazione di impianti fotovoltaici connessi alla rete con differenti tecnologie di accumulo nell'isola di Lampedusa
- **Ricerca per il Settore Energetico RSE:** si occupa di ricerca, sviluppo e caratterizzazione di moduli fotovoltaici innovativi, valutazioni delle prestazioni, mediante misure in campo ed elaborazioni di dati di funzionamento di lungo periodo (<http://pvmonitoring.rse-web.it>); svolge ricerca e dimostrazione per elettrificazione di comunità isolate, quali ad esempio villaggi isolati e sistemi elettrici delle Isole minori italiane non connesse alla rete nazionale
- **CNR:** tramite dieci istituti della sua rete, sviluppa materiali e processi innovativi per diverse generazioni di celle (silicio, film sottile, terza generazione), verificando la possibile integrazione in materiali polimerici o fibrosi e la building integration; studia materiali e processi per le celle perovskitiche e organiche di nuova concezione.

Diverse Università si occupano di questa tecnologia, si citano a questo riguardo:

- **Università degli Studi di Milano-Bicocca:** sviluppo di nuove procedure per la deposizione di film sottili di calcogenuri; progettazione e sviluppo di celle DSSC e a base perovskitica

Sviluppo della tecnologia

Nel fotovoltaico a film sottile:

- **3SUN** (Catania): fabbrica di pannelli fotovoltaici a film sottile multi-giunzione (a:Si), nata da una Joint Venture tra Enel Green Power, STMicroelectronics e Sharp. 3SUN ha avviato la produzione su scala industriale nel dicembre 2011 e da allora ha prodotto più di 4 milioni di pannelli, equivalenti a 500 MW di potenza. Enel Green Power ha rilevato il 6 Marzo 2015 le quote di Sharp e STMicroelectronics, pari ciascuna ad un terzo del capitale sociale dell'azienda, divenendo così l'unica proprietaria di 3SUN.
- **MegaCell** (Padova), che ha acquisito di recente Helios Technology, si focalizza sulla cella bifacciale monocristallina N-type BiSoN (Bifacial Solar N-type), ad altissima efficienza e a costo competitivo, prodotta presso gli stabilimenti di Carmignano di Brenta (Padova) con una capacità produttiva di 80 MW annui.

Nel settore del fotovoltaico di nuova generazione:

- **TRE Tozzi Renewable Energy** (Ravenna): azienda che si occupa dello sviluppo sperimentale di moduli DSSC semitrasparenti su substrato vetroso per una futura commercializzazione.
- **Consorzio DyePower** (Roma): società a capitale misto pubblico/privato (vi partecipano le Università di Roma "Tor Vergata", di Torino e di Ferrara) che si occupa dello scale-up nella produzione di pannelli fotovoltaici DSSC e PSC, progettati specialmente per l'impiego nell'edilizia e nel settore del BIPV.

I principali Costruttori di moduli fotovoltaici sono [2]: Azimut, Ferrania Solis, Megacell, Meridionale Impianti, Micron - Cappello Group, Solsonica, SPS ISTEM, Sunerg Solar, V-Energy, Futura Sun, 3SUN – Enel Green Power. Quelli di inverter invece: ABB, Powerone, Elettronica Santerno, Aros solar technology, Bonfiglioli, Friem S.p.A., FIMER S.p.A, Siel Italy, EEI. Equipaggiamenti Elettronici Industriali S.r.l.

A questi si aggiungono i laboratori di prova: Modulo Uno Eurofins (Pavia), Albarubens (VA), Eurotest laboratori(PD), Creiven (PD), Ercos - Kiwa CERMET Italia (MI)

- **Università degli Studi di Firenze:** studi su kesteriti ternarie (es. $Cu_xSn_yS_z$) e quaternarie (es. Cu_2ZnSnS_4) come nuovi materiali fotovoltaici; investigazione di nuovi metodi di deposizione
- **Università degli Studi di Parma (ThiFi-Lab):** realizzazione celle solari a film sottili policristallini ad alta efficienza caratterizzate dal diverso materiale assorbitore e celle solari a film sottili basate su $Cu(In,Ga)Se_2$ e/o $Cu_2ZnSn(S,Se)_4$ su piastrelle ceramiche di tipo commerciale per l'uso in facciate ventilate in edifici a impatto energetico vicino a zero
- **Università degli Studi di Pavia:** tecniche avanzate di intrappolamento luminoso e di concentrazione della luce solare per incrementare l'efficienza di celle solari a film sottile basate sul silicio
- **Università degli Studi di Torino:** sintesi e applicazione di coloranti di tipo squarainico per celle solari DSSC e realizzazione di dispositivi basati sul principio del "relay" elettronico a base di coloranti organici e quantum dots inorganici
- **Università degli Studi di Roma "Tor Vergata" / Center for Hybrid and Organic Solar Energy (C.H.O.S.E.):** realizzazione e ottimizzazione di dispositivi fotovoltaici basati su le tecnologie emergenti; scale-up dei dispositivi di tipo DSSC e PSC con realizzazione di sub-moduli e moduli di varie dimensioni; test di efficienza e durata in condizioni controllate e in ambiente rilevante d'utilizzo
- **Università degli Studi di Ferrara:** sviluppo di nuove coppie redox basate su complessi di metalli di transizione per rimpiazzare lo iodio in celle DSSC; studio sui composti organici come conduttori di lacune per celle solari a perovskiti
- **Università degli Studi di Bari "A. Moro":** sviluppo di metodi catalitici per materiali π -coniugati (oligomeri e polimeri), anche per utilizzo in celle solari organiche; studio di sistemi ibridi bio-organici e processi di trasferimento elettronico ed energetico
- **Istituto ENI Donegani** di Novara: lavora da tempo allo sviluppo dell'intera filiera produttiva del fotovoltaico di nuova generazione a base di semiconduttori organici, in particolare: modellazione quantomeccanica delle molecole fotoattive, sintesi e caratterizzazione dei polimeri e dei derivati fullerenici, formulazione degli inchiostri e loro deposizione, studio della risposta dei moduli fotovoltaici alle varie frequenze luminose incidenti e valutazione della loro efficienza elettrica, costruzione di prototipi di celle solari funzionanti e loro caratterizzazione morfologica
- **Eurac Research** – Bolzano: centro di ricerca privato composto da 11 istituti fra cui quello sulle Energie rinnovabili.

BEST PRACTICES

Esempi di best practices di installazioni fotovoltaiche in Italia sono riscontrabili già dall'inizio degli anni '80:

- 1981 impianto FV di ENEL ($P_n = 1$ kWp, Misterbianco, Catania, 1981), per l'alimentazione di un'utenza familiare
- 1984 impianto FV da 80 kW di Vulcano, realizzato da ENEL nell'ambito di un progetto dimostrativo europeo e tuttora in esercizio
- 1986 impianto ENEA DELPHOS sezione 1, da 300 kWp con aggiunta nel 1991 della Sezione 2, con 3 plugs da 100 kWp per un totale di 600 kWp
- 1993 impianti di generazione a supporto della rete di MT, realizzati da ENEL (Serre Persano 3,3 MW) e ENEA (PLUG 100 kW)
- 1999 impianto FV da 1 MW a Herne in Baviera (il primo grande impianto realizzato con inverter di stringa: 600 unità da 1,5 kW)
- 2001 impianto FV da 1 MW sul tetto della fiera di Monaco di Baviera (il primo impianto realizzato con inverter da 1 MW)
- 2010 impianto Montalto di Castro (Viterbo) da 84 MW (il più grande in Italia)
- 2011 impianto Solarpark da 168 MW a Senftenberg (Germania)
- 2011 impianto FV sul tetto dell'interporto di Padova, potenza complessiva 13 MW (il più grande "tetto fotovoltaico" in Europa insieme all'impianto Loghadden in Belgio)
- 2014 impianti su tetti delle costruzioni con rimozione dell'amianto
- 2015 impianto FV Cestas da 300 MW realizzato in Francia è attualmente il più grande in Europa (<http://www.pvresources.com/>)
- 2015 impianto Solar Star Projects da 575 MW negli USA
- 2015 Longyangxia Dam Solar Park da 850 MW in Cina (attualmente il più grande al mondo)
- il più grande impianto fotovoltaico d'Europa basato sulla tecnologia dei film sottili si trova a Templin (Germania): esso è costituito da ca. 1.5 milioni di moduli a CdTe prodotti dall'azienda tedesca Belectric, e distribuiti su 214 ettari. La potenza nominale dell'impianto è di 128.5 MWp
- impianto fotovoltaico del centro congressi della École Polytechnique Fédérale di Losanna (EPFL, Svizzera): data di entrata in servizio Aprile 2014, moduli DSSC di vari colori, superficie totale 300 m². Unico impianto al mondo di dimensioni notevoli basato sulla tecnologia DSSC. Rappresenta un significativo esempio di integrazione architettonica dal momento che i pannelli DSSC, invece di essere posti sul tetto, costituiscono una vetrata policroma posta su una delle facciate dell'edificio [12-13]
- la città austriaca di Graz sta realizzando una "Science Tower", dell'altezza progettata di 60 m, che dovrà contenere un incubatore per le aziende guidate da giovani imprenditori impegnati nel settore delle energie rinnovabili. La superficie esterna della torre sarà in parte ricoperta da moduli DSSC che ne assicureranno l'approvvigionamento energetico [14]
- ci sono in Italia attualmente 86 impianti utility-scale (sopra 10 MW), il più grande da circa 85 MW è quello di Montalto di Castro.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] A. Hagfeldt, G. Boschloo, L. Sun, L. Kloo, H. Pettersson, *Chem. Rev.* 2010, 110, 6595
- [2] *Organic Solar Cells: Materials, Devices, Interfaces, and Modeling* (Ed.: Q. Qiao), CRC Press, Boca Raton, 2015.
- [3] S. Kazim, M. K. Nazeeruddin, M. Grätzel, S. Ahmad, *Angew. Chem. Int. Ed.* 2014, 53, 2812
- [4] P. V. Kamat, *J. Phys. Chem. C* 2008, 112, 18737.
- [5] IEA PVPS - Trends in Photovoltaic Applications - 2015 - Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014, 20th Edition (link)
- [6] Photovoltaics Report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Friburgo, Germania, Agosto 2015: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf>.
- [7] IEA PVPS - National Survey Report of PV Power Applications in ITALY in 2014, 15 October 2015– 2015 (link)
- [8] Terna - Rapporto mensile sul sistema elettrico consuntivo Dicembre 2015
- [9] Logitech Solar Keyboard Folio™: <http://gcell.com/case-studies/wireless-solar-keyboard>.
- [10] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Rapporto Statistico Energia da Fonti Rinnovabili Anno 2014, Dicembre 2015: <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>
- [11] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Rapporto Statistico 2014 Solare Fotovoltaico, Dicembre 2015: <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>
- [12] E. Barraud, *Chimia* 2013, 67, 181
- [13] <https://actu.epfl.ch/news/epfl-s-campus-has-the-world-s-first-solar-window/>
- [14] <http://www.smartcitygraz.at/moretext-was-ist-der-science-tower-forschungsturm/>
- [15] D. Jordan, S. Kurts, "Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review", NREL/JA-5200-51664, June 2012
- [16] RSE - Monografia I sistemi di generazione fotovoltaica: La tecnologia e gli effetti sul sistema elettrico nazionale, 2016
- [17] National Renewable Energy Laboratory: www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_pv.html
- [18] H. C. Kim, V. Fthenakis, J.-K. Choi, D. E. Turney, *J. Ind. Ecol.* 2012, 16, S110.
- [19] R. García-Valverde, J. A. Cherni, A. Urbina, *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 2010, 18, 535.
- [20] N. Espinosa, R. García-Valverde, A. Urbina, F. C. Krebs, *Sol. Energy Mater. Sol. Cell* 2011, 95, 1293.
- [21] M. L. Parisi, S. Maranghi, R. Basosi, *Renew. Sust. Energy Rev.* 2014, 39, 124
- [22] IEA PVPS Task 13 - Analysis of Long-Term Performance of PV Systems-- November 2014 - link
- [23] D. Bertani, S. Guastella, 2015, Analisi qualitativa del funzionamento di componenti fotovoltaici innovativi e di differenti tipologie di impianti installati in vari siti italiani, RSE, Ricerca di Sistema, Rapporto 15000243
- [24] Energy&Strategy Group - Renewable Energy Report - 19 Maggio 2015

FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE SOLARE

S. Lombardo - CNR

C. Cancro, G. Graditi, E. Terzini - ENEA

G. Timò - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Rispetto alla tecnologia fotovoltaica tradizionale (fotovoltaico piano basato sul silicio, film sottili, ecc.) il fotovoltaico a concentrazione solare (CPV) utilizza due ulteriori componenti: i dispositivi ottici, lenti o specchi, per concentrare la luce e l'inseguitore solare, per orientare favorevolmente i moduli CPV rispetto ai raggi del sole. Grazie alla concentrazione della luce è possibile ridurre fortemente l'area delle celle fotovoltaiche e quindi il consumo del materiale semiconduttore con una riduzione dei costi di produzione. La concentrazione della luce permette di incrementare il valore di efficienza di conversione delle celle solari e di realizzare, tra le tecnologie fotovoltaiche, i sistemi di conversione dell'energia più efficienti in assoluto. Negli ultimi anni i maggiori sviluppi tecnologici sono stati indirizzati verso due principali tipologie di sistemi CPV: quelli a bassa concentrazione (LC) (concentrazione < 100) e quelli ad alta concentrazione (HC) (concentrazione > 400). Nel primo caso, i sistemi di inseguimento del sole possono essere a singolo asse e comunque in genere non è richiesta un'elevata accuratezza di puntamento. Nel secondo caso, è richiesta una maggior precisione nel puntamento del sole e pertanto si rendono indispensabili sistemi di inseguimento a doppio asse. Per il fotovoltaico ad alta concentrazione si utilizzano celle fotovoltaiche avanzate, tuttora sviluppate anche per le applicazioni spaziali, le cosiddette celle a multigiunzione (MJ) (realizzate con una combinazione di diversi materiali semiconduttori di elevata qualità cristallografica che raccolgono porzioni complementari dello spettro solare). Il record di efficienza di conversione delle celle solari a MJ è detenuto dall'Istituto tedesco Fraunhofer-ISE insieme a Soitec e CEA-Leti, con il valore di 46% ad un fattore di concentrazione di 508 soli [1]. I moduli CPV hanno raggiunto un livello di efficienza massima di laboratorio pari al 38,9% [1 bis] che è circa due volte e mezzo quella tipica dei moduli fotovoltaici piani (15%). I sistemi CPV sono più complessi dei sistemi fotovoltaici tradizionali e necessitano supporto da diversi comparti industriali, da quello dei semiconduttori e delle nanotecnologie a quello dell'ottica e della meccanica. Ad oggi esiste un forte fermento nell'attività di ricerca e sviluppo per abbattere ulteriormente i costi realizzativi e proporre sistemi economicamente più competitivi. L'Italia è stata [2] [4] ed è attualmente presente [5] in diversi progetti di ricerca a livello europeo, sia con ruolo di coordinamento che di rilevante partecipazione, a fianco dei leader mondiali che operano in questo settore.



Figura 1a) Modulo fotovoltaico a concentrazione con lenti di Fresnel



Figura 1b) Test facility per lo studio della tecnologia del fotovoltaico ad alta concentrazione installata presso la sede RSE di Piacenza

Internazionale

La tecnologia fotovoltaica a concentrazione nel mercato internazionale, se comparata alla tecnologia piana convenzionale, ha ancora oggi un impiego di nicchia. Accreditati analisti di mercato internazionali prevedono per il futuro un trend molto sostenuto di acquisizione di fette di mercato, che dovrebbe permettere di passare dai 254 MWp [6] installati a livello mondiale nel 2015 a oltre il GWp nel 2020. L'Istituto tedesco Fraunhofer – ISE (Institute Solar Energy), attuale detentore dei record mondiali di efficienza delle celle solari e dei moduli fotovoltaici a concentrazione, prevede che nel 2030 la potenza cumulata dei sistemi CPV a livello mondiale si situi tra 10 e 50 GWp, rispettivamente uno scenario conservativo o ottimistico[7].

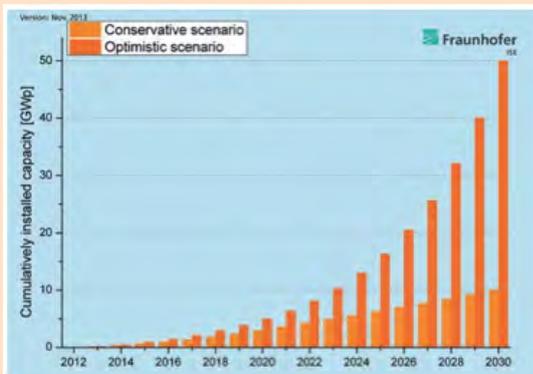


Figura 2 Stima della potenza cumulata installata a livello mondiale di sistemi fotovoltaici a concentrazione [7]

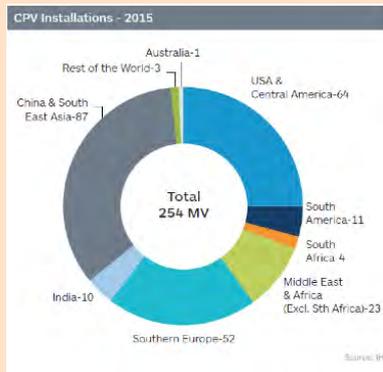


Figura 3 Numero delle installazioni mondiali di sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione nel 2015 (potenza totale installata 254 MWp [6])

Attualmente i paesi con maggiore potenza installata sono Cina, Stati Uniti e Sud Africa, seguiti dall'Italia. La maggior parte degli impianti sono realizzati con inseguitore a doppio asse e sistemi point-focus a alto livello di concentrazione. I mercati emergenti per la tecnologia CPV sono costituiti

dal Sud Africa, dal Cile, (che grazie a condizioni climatiche favorevoli è considerato dagli analisti il paese più promettente nell'America del Sud), dal Messico, da alcune aree del Brasile, dall'Australia e dal Giappone. Nel 2015 il Sud Africa ha guidato la classifica delle installazioni nei mercati emergenti, conquistandosi una quota di mercato del 4,3%, doppia rispetto a quella del 2014 (2%).

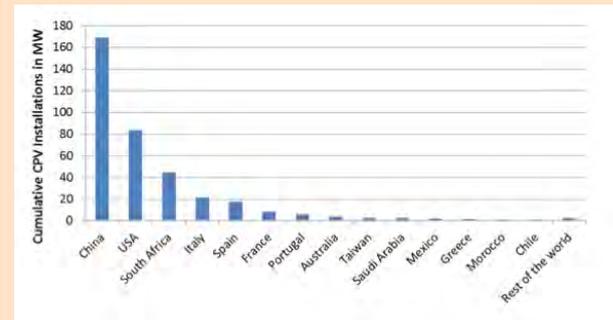


Figura 4 Potenza installata di impianti CPV al 2016 divisa per paesi [fonte CPV Report 1.3 redatto da Fraunhofer ISE e NREL - Aprile 2017]

I principali centri di ricerca internazionali che operano in tale settore sono ISE Fraunhofer (Germania), Università Politecnica di Madrid (Spagna) e NREL (USA).

Nazionale

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione presenti in Italia a fine 2014 erano 84 di cui:

- 34 a bassa concentrazione (LC), con un totale di potenza installata di 17,55 MWp
- 8 a media concentrazione (MC)(100÷400 soli), con potenza complessiva di 5,23 MWp
- 42 ad alta concentrazione (HC) per circa 9 MWp.

Il totale della potenza dei sistemi CPV di varia tipologia installati in Italia ha raggiunto nel 2014 circa 31,8 MWp. L'incentivazione degli impianti fotovoltaici in Italia ha consentito negli anni scorsi un discreto decollo anche delle installazioni CPV, mentre con la fine degli incentivi (V Conto Energia) anche le installazioni CPV hanno subito una forte riduzione, come peraltro si è verificato nell'intero settore fotovoltaico.

Diverse sono le attività volte all'ottenimento di sistemi più efficienti. A questo riguardo si segnalano gli studi condotti su ottiche più performanti [8] e su celle altamente efficienti che sfruttano l'effetto termoionico foto assistito (PETE-Photon Enhanced Thermionic Emission) e l'utilizzo di strutture in diamante texturizzato [9][11].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia ha raggiunto un elevato grado di maturità (TRL 9), anche se sistemi ad alta efficienza e celle a multigiunzione richiedono ancora ulteriori sviluppi tecnologici (TRL 2-3). Innovative ottiche in grado di aumentare l'efficienza sono già state testate in ambiente rilevante (TRL 6).

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia CPV può essere integrata con altre tecnologie che sfruttano altre fonti energetiche. L'utilizzo duale del suolo dove i sistemi a concentrazione sono installati consente, ad esempio, di produrre energia elettrica nello stesso spazio in cui è prodotto il bio-combustibile o combinabile ai classici motori termo-meccanici utilizzati nel solare termodinamico. La tecnologia CPV è compatibile con lo storage di energia, oltre a poter essere in cogenerazione. Nel caso di dispositivi PETE è possibile anche:

- l'interazione con geotermico ad alta entalpia
- il recupero di energia da processi industriali ad alta temperatura
- il recupero di energia da motori in automotive e aerospazio
- l'aerospazio per missioni speciali.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

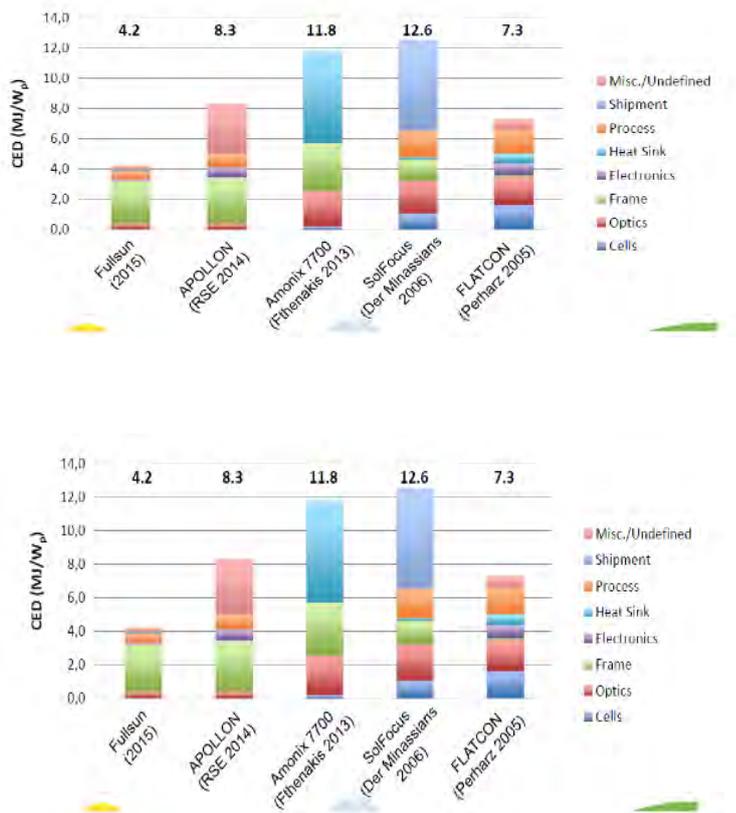
Lo sviluppo della tecnologia può influenzare positivamente altri settori non specificatamente energetici, come quello delle nanotecnologie, dell'ottica e della meccanica.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La misura della radiazione solare diretta (DNI) comporta costi e difficoltà operative superiori a quelli della misura della radiazione solare globale, per questo motivo, in Italia e nel mondo, i dati di DNI risultano insufficienti. Ancora più rari sono i dati sulla distribuzione spettrale della DNI a cui le celle a multigiunzione sono sensibili. E' quindi difficile fornire dati certi sulla producibilità energetica degli impianti fotovoltaici a concentrazione. RSE ha effettuato una stima elaborando, mediante la formula di Ruiz, i dati di radiazione solare forniti da satellite [12] insieme alla mappa di radiazione globale solare annua sul piano orizzontale per le località italiane [13]. Dalla mappa risulta che Sicilia, Puglia e Sardegna sono le regioni più adatte all'installazione, con DNI stimata superiore a 1800-2000 kWh/m² anno, (valore oltre il quale i sistemi fotovoltaici a concentrazione vengono considerati competitivi). Incrociando i dati di producibilità degli impianti fotovoltaici a concentrazione disponibili in letteratura [14], misurati in aree che presentano il medesimo livello di insolazione si prevede per queste regioni, una producibilità di 2000kWh/kWp. E' quindi possibile identificare sul territorio nazionale diverse regioni in cui è possibile l'utilizzo per la produzione di energia elettrica del fotovoltaico a concentrazione. Il numero di tali regioni è destinato ad aumentare grazie alla diminuzione dei costi di impianto, che renderà competitiva l'installazione anche in regioni con minore irradianza.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia ha un impatto ambientale molto contenuto. Il consumo di materiale semiconduttore è molto ridotto e dipende in modo inversamente proporzionale dal fattore di concentrazione. Per un fattore di concentrazione di 1000 soli si utilizzano in genere celle fotovoltaiche di area pari a 1mm²: se allora per produrre 1 kW di potenza occorrono 6 m² di celle al silicio, occorrono solo 30 cm² di celle a multigiunzione utilizzate a 1000 soli. Nella Figura 5 è presentata una *Life Cycle Analysis* della tecnologia.



L'emissione di CO₂ sul ciclo di vita del sistema a concentrazione è oggi inferiore ai 10 gr per ogni kWh di energia prodotta.

La produzione di rifiuti invece è relativa alla fase:

- di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta
 - di recupero e riciclaggio, ed è regolamentata dalla DLgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.
- Nell'impiego della tecnologia fotovoltaica a concentrazione non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti durante la fase di generazione dell'energia.

Figura 5: a) Energia richiesta nella produzione di un modulo CPV per ogni Watt di picco prodotto dal modulo; b) Tempo richiesto al sistema CPV per generare la stessa energia che è stata richiesta per produrlo, in relazione al luogo di installazione [15]

Emissioni CO₂/MWh

Nessuna emissione di CO₂ viene generata nella fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico a concentrazione.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione di generatori da fonti fossili utilizzati nel mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica. Se si ipotizza di evitare di emettere in atmosfera 0.55 kg di CO₂ (dato medio del termoelettrico italiano) per ogni kWh prodotto con il fotovoltaico a concentrazione, si può evitare l'emissione 550 kg di CO₂ per ogni MWh prodotto con il fotovoltaico a concentrazione. Per ogni MW installato di fotovoltaico a concentrazione si potrebbero generare 2 GWh di energia e quindi evitare di emettere in atmosfera più di 1000 tonnellate di CO₂. Ad oggi ci sono 32 MW di fotovoltaico a concentrazione installato in Italia, che hanno evitato di emettere in atmosfera 32000 tonnellate di CO₂.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il livello di sviluppo in crescita della tecnologia non consente di delineare dati conclusivi. Si riportano alcuni dati recenti relativi ad un'installazione "tipo" realizzata da Soitec, in Spagna, in 7 anni di vita operativa [16]. L'efficienza AC (cioè il rapporto fra l'energia erogata in rete dalla centrale costituita dai sistemi fotovoltaici a concentrazione e quella ricevuta dal sole) è superiore al 20% con performance costante per tutta la durata dei test.

I valori tipici del Performance Ratio (PR, o fattore di prestazione) sono intorno all'80%. Il Performance Ratio, utilizzato ai fini della valutazione delle prestazioni e dell'affidabilità dei componenti dell'impianto, rappresenta la frazione di energia generata rispetto a quella producibile teoricamente; è un indicatore adimensionale che evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico dovute alla temperatura dei moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alle perdite nel BOS (Balance Of System, ossia tutti i componenti dell'impianto ad esclusione dei moduli FV), ai guasti dei componenti e conseguenti fuori servizio d'impianto. La tecnologia è soggetta a fattori di perdita che ne influenzano l'efficienza. Le cause principali di riduzione di rendimento della centrale realizzata da Suncore in Goldmund sono riportate in tabella.

Fattore di perdita annuale	Percentuale
Indisponibilità operativa	1%
Ombreggiamento	8%
Sporcamento dei moduli	4%
Mismatch elettrico fra sistemi	1%
Perdite sui cavi elettrici lato CC	1%
Errori di puntamento dell'inseguitore solare	2%
Perdite sul lato AC cavi e trasformatore	4%
Potenza parassita per movimentazione inseguitore solare	1%

Si evidenzia come il dato relativo alla perdita dovuta allo sporcamento dei moduli dipende dalle condizioni climatiche di installazione. In alcune regioni sono state misurate perdite molto più consistenti.

Le principali problematiche che hanno limitato le prestazioni nel passato erano soprattutto legate ad errori progettuali, ridotta efficienza degli algoritmi per l'inseguimento del sole e del punto di massima potenza (MPPT).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Nel corso degli ultimi anni si è assistito a una decisa riduzione dei costi specifici degli impianti fotovoltaici a concentrazione. Il Fraunhofer Institute [17] prevede che la competitività dei sistemi CPV rispetto ai sistemi PV tradizionali sarà raggiunta nell'arco dei prossimi 5 anni in aree geografiche interessate da un adeguato livello di radiazione diretta. La diminuzione del costo è connessa all'aumento del numero di installazioni previsto in crescita nei prossimi anni. In Italia, grazie al conto energia, si è avuto uno sviluppo incrementale delle installazioni, che recentemente si è arrestato. Il programma di incentivazione per il fotovoltaico a concentrazione di periodo molto breve (tre anni) non ha consentito di far decollare l'industria italiana che opera in questo settore. Senza programmi di incentivazione alla produzione o di supporto alla sperimentazione (come è avvenuto in Spagna con l'esperienza del parco solare [18]) è possibile prevedere per il nostro paese un periodo di incubazione per lo sviluppo tecnologico superiore ai 5 anni. In questo arco di tempo, altre società estere potrebbero aumentare il loro livello di competitività e allungare ulteriormente i tempi di crescita di un prodotto nazionale competitivo. Con riferimento alle infrastrutture, il costo stimato per creare una fabbrica in grado di produrre 100 MW/anno di sistemi fotovoltaici a concentrazione è di 30-50 MEuro [19].

Dato il basso livello di TRL della tecnologia è difficile stimare al momento i costi O&M di un impianto fotovoltaico a concentrazione. Si possono utilizzare come riferimento i costi di O&M relativi al fotovoltaico tradizionale e ritenere che questi ultimi siano leggermente inferiori, in quanto la tecnologia fotovoltaico a concentrazione utilizza anche dispositivi in movimento, gli inseguitori solari. Poiché l'effetto di accumulo di sporco sulla superficie del modulo penalizza più pesantemente le performance dei moduli CPV rispetto ai moduli FV tradizionali è necessario anche ipotizzare un costo addizionale di pulizia dei moduli.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Si elencano due principali ostacoli che si frappongono ad una penetrazione nel mercato della tecnologia fotovoltaica a concentrazione in Italia.

- Il fattore costo. Ad oggi la tecnologia del fotovoltaico a concentrazione non è ancora competitiva rispetto a quella del fotovoltaico tradizionale, pertanto è ancora necessario un percorso di ricerca e sviluppo tecnologico che arrivi a proporre soluzioni più economiche.
- La bancabilità. Dato ancora il limitato numero di installazioni, le banche valutano troppo alto il rischio di finanziamento relativo alle realizzazioni di progetti pilota. La scarsità dei finanziamenti diventa quindi un freno alla penetrazione nel mercato della tecnologia.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La potenzialità italiana in termini di sviluppo tecnologico è molto elevata. RSE, ENEA e CNR hanno una comprovata esperienza in questo settore, con una partecipazione attiva in numerosi progetti europei (7 PQ e H2020). Esistono inoltre piccole medie imprese impegnate diffusamente nel percorso di sviluppo della tecnologia.

In termini di occupazione, si prevede che un progetto per la produzione di 200 MW/anno di fotovoltaico a concentrazione crei 600 posti di lavoro (Vahan Garboushian Amonix Founder and CTO). Così come successo per il fotovoltaico tradizionale, il CPV ha la possibilità di impattare largamente sul PIL nazionale in vari settori d'attività, quali principalmente ricerca e sviluppo, produzione, distribuzione, installazione, manutenzione e formazione.

Poiché il fotovoltaico a concentrazione coinvolge, come già detto, differenti comparti tecnologici, gli effetti benefici di una sua diffusione ricadranno su più settori industriali.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Gli operatori del settore e i principali analisti di mercato pongono a 2000 kWh/m²anno la soglia della DNI per dare competitività economica ai sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione (HCPV) che peraltro costituiscono circa il 90% del mercato planetario attuale. Al di fuori del territorio nazionale, le aree di maggior interesse per le installazioni di sistemi HCPV sono costituite dal Medio Oriente e dal Nord Africa (zona MENA - Middle East North Africa), da parte dell'Africa australe (es. Sud Africa), dall'India occidentale, dal Sud-Ovest della Cina, dall'Australia, da zone situate nel Sud-Ovest degli Stati Uniti, da Messico, Cile e sud Perù, seguite da zone nel Nord-Ovest dell'Argentina e da regioni più limitate in Brasile e nel Sud Europa (Sud di Portogallo e Spagna). La presenza di diversi attori italiani nello sviluppo di sistemi e tecnologie proprietarie può avere un sensibile impatto anche sul mercato estero.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come sistema di generazione energetica da rinnovabili, l'impatto della tecnologia in altri settori è da considerarsi come conseguenza di uso di elettricità a zero emissioni.

Il previsto sviluppo della mobilità elettrica, associata a sistemi di carica delle batterie basati sull'utilizzo del fotovoltaico e del CPV, permetterà di abbattere le emissioni nel settore dei trasporti su strada.

Al fine di massimizzare i vantaggi ambientali ed anche economici per il sistema industriale e residenziale, sarebbe auspicabile lo sviluppo di sistemi a concentrazione dedicati all'integrazione nelle strutture edilizie esistenti che consentano l'auto-consumo dell'energia prodotta.

Utilizzo della tecnologia

Gli operatori e i gestori degli impianti sono comunemente gli stessi impegnati nel campo del fotovoltaico tradizionale. Si evidenzia come gli operatori fotovoltaici sono associati tramite l'Asso Rinnovabili.

Nel 2014 e 2015 sono consistentemente aumentate le Società di O&M e in generale di servizi per la gestione degli impianti fotovoltaici. Si ritiene che, nei prossimi anni, questo settore consentirà di mantenere l'attuale livello di business, oltre che quello occupazionale, poiché dovrà provvedere alla buona gestione di un parco di generazione costituito da circa 650.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva superiore a 19 GW.

Fra gli operatori di impianti fotovoltaici in Italia, con varie attività ed entità di business, si citano [2]:

- RTR Energy
- Enel Green Power
- F2i Solare - HFV
(F2i solare – HFV e Enel Green Power hanno avviato la formazione di una Join Venture)
- 9REN
- VEI Green
- Terni Energia
- FORVEI
- Graziella Green Power,
- Solar Ventures,
- Solar Investment Group,
- Volteo Energie
- SILFAB Srl,
- API Nuova energia
- Sunnergy Group SpA,
- Manni Energy.

Sviluppo della tecnologia

Il nostro Paese conta un solo produttore di celle fotovoltaiche a multigiunzione, il CESI, che vanta un'esperienza più che trentennale. Per la realizzazione di ricevitori (cioè delle unità di dissipazione del calore) sono presenti il Centro di Ricerca Plast Optica di Amaro e la Ditta AUREL di Modigliana (FC). Sul fronte dello sviluppo dei sistemi a concentrazione sono presenti in Italia :

- Asse (inseguitore solare e moduli che utilizzano specchi, HC)
- Ateemregia (con moduli che utilizzano specchi, HC)
- Alitec (inseguitori solare e moduli CPV che utilizzano lenti, HC)
- AtecRobotics (inseguitori solare e moduli CPV che utilizzano lenti, HC)
- Convert Italia (Sistemi di inseguimento del sole mono-assiali)
- HTSun (inseguitori solare e moduli CPV che utilizzano lenti, HC)
- BECAR (del gruppo Beghelli, inseguitore solare e moduli che utilizzano lenti, HC)
- Ionvac Process Srl, PMI attiva nella progettazione e fabbricazione di sistemi di deposizione per microelettronica e uso di tecnologia del vuoto. Sviluppa i microspacers utili per la separazione elettrica tra i due elettrodi della cella solare ad alta temperatura.

I costruttori di inverter e i laboratori di prova sono gli stessi che operano già nel campo del fotovoltaico tradizionale:

Costruttori di inverter

I principali sono:

- ABB – Powerone
- Elettronica Santerno
- Aros solar technology
- Bonfiglioli
- Friem S.p.A.
- FIMER S.p.A.
- Siel Italy
- EEI. Equipaggiamenti Elettronici Industriali S.r.l.

Laboratori di prova su componenti fotovoltaici

- Modulo Uno Eurofins (Pavia)
- Albarubens (VA)
- Eurotest laboratori(PD)
- Creiven (PD)
- Ercos - Kiwa CERMET Italia (MI).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

I principali istituti di ricerca Italiani operano nel settore del fotovoltaico a concentrazione attraverso attività di caratterizzazione di moduli e sistemi. I maggiori attori sono: ENEA Portici, CNR, RSE, Università degli studi di Padova, Università di Ferrara, Sardegna Ricerche, Politecnico di Milano.

ENEA: presso il Centro Ricerche di Portici, ha lanciato in Italia le attività di ricerca sul CPV nei primissimi anni del nuovo millennio con il progetto PhoCUS realizzando alcune unità di base. Nel corso degli anni sono state sviluppate notevoli competenze relative alla progettazione, realizzazione e caratterizzazione di componenti e dispositivi di base (celle, moduli, tracker, ottica, heta-sink, sistemi di puntamento), di sistemi operanti a diversi livelli di concentrazione, nonché all'analisi delle prestazioni energetiche. In particolare ha progettato e realizzato dispositivi ottici per la concentrazione sia a rifrazione che a riflessione, celle fotovoltaiche in silicio per concentrazioni tra 100 e 200 soli, moduli a concentrazione, eliostati e relativi sistemi di controllo della movimentazione. Sono operativi laboratori per la caratterizzazione dei componenti (efficienza delle ottiche, prestazioni delle celle e dei moduli) e per la conduzione di test di aging sui moduli. Presso il citato Centro sono installati alcuni sistemi a concentrazione tra i quali anche un ibrido di ultima generazione idoneo alla produzione di energia elettrica ed acqua calda, progettato per applicazioni in edilizia residenziale e industriale.

RSE: opera con attività di caratterizzazione di celle, moduli e sistemi per l'alta concentrazione, ricerca e realizzazione di dispositivi a multi-giunzione basati su materiali innovativi ad alta efficienza e nanostrutture antiriflettenti, simulazione e sviluppo di ottiche innovative di tipo riflessivo. Inoltre sviluppa dispositivi per migliorare la precisione e l'affidabilità del puntamento del sole e algoritmi per inverter oltre ad effettuare misure di radiazione diretta e popolamento data base nazionale.

CNR: è negli ultimi anni impegnato nella progettazione e sviluppo di ottiche innovative formate da elementi riflettenti (specchi in alluminio ad alta riflettanza) uniti ad elementi rifrangenti ad alto indice di rifrazione che porta alla possibile integrazione architettonica di questi sistemi [8]; nello sviluppo di innovative celle fotovoltaiche ad alta temperatura in grado di superare gli attuali limiti delle celle multigiunzione (dispositivi PETE-Photon Enhanced Thermionic Emission e strutture innovative in diamante CVD con superficie texturizzata (black diamond))[9][11].

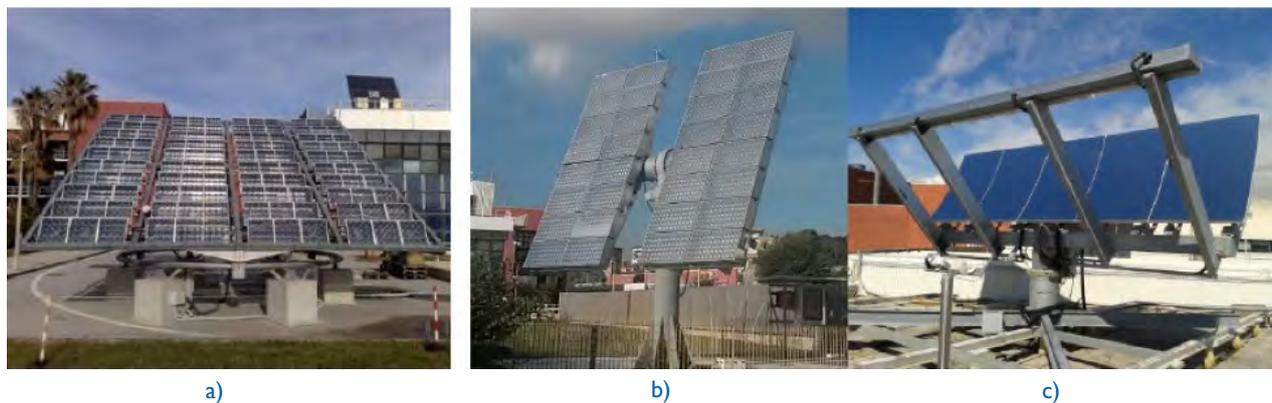


Figura 6 Impianti prototipali CPV: a) Sistema ENEA-Pirelli; b) Sistema ENEA-Becar; c) Impianto ibrido fotovoltaico-termico per applicazioni residenziali

BEST PRACTICES

Esistono in Italia tre impianti fotovoltaici ad alta concentrazione di potenza superiore al MW_p:

- il parco solare da 1,25 MW_p in Abruzzo, installato nel 2012 da SolFocus (USA) e dalle aziende nazionali Sistema Solare e Delta Group
- l'impianto da circa 1,2 MW_p installato a Lucera (Basilicata) ancora da SolFocus (USA)
- l'impianto "Santa Lucia" da 1,18 MW_p in funzione dal 2014 a Belpasso (Catania) realizzato da Soitec (Azienda franco-tedesca).

Relativamente alla bassa concentrazione esistono 2 impianti di grossa taglia realizzati da Convert Italia:

- il Parco di 2 MW di Orta Nova (FG)
- il parco di 1 MW di Salici (FG).

I due più grandi impianti di fotovoltaico a concentrazione del mondo (Golmud 2 e Golmud 1) installati in Cina, hanno una potenza rispettivamente di circa 80 MW_p e 58 MW_p, entrati in funzione rispettivamente nel 2013 e nel 2012 sono stati realizzati da Suncore Photovoltaic Technology. Negli Stati Uniti (Colorado) esiste il terzo più grande impianto da 35 MW_p di potenza (Alamosa) in funzione dal 2012 e vari impianti con taglia compresa tra 1 e 2 MW_p, tutti localizzati negli Stati del Sud-Ovest. In Sud Africa sono in funzione due impianti con potenza rispettivamente di 22 MW_p e 44 MW_p (Touws River) realizzati dall'azienda franco-tedesca Soitec, uno dei maggiori produttori di sistemi CPV fino alla primavera del 2015.

Nel panorama internazionale diversi sono gli esempi di investimenti aggressivi per lo sviluppo della tecnologia. Il programma Sunshot americano, prevede per esempio, fra le tante iniziative, uno specifico programma di ricerca per promuovere l'incremento di efficienza delle celle a multigiunzione da utilizzare nei sistemi a concentrazione e ridurre i costi dei moduli CPV.

Il finanziamento previsto è di 6 Milioni di dollari nell'arco di tre anni [12].



Parco solare in Abruzzo, installato da SolFocus (USA) e dalle aziende Sistema Solare e Delta Group (IT)



Impianto fotovoltaico di Belpasso (Catania) realizzato da Soitec

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Thomas N.D. Tibbits, “New efficiency frontiers with wafer-bonded multi-junction solar cells”, Proceeding of the 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 22-26 September 2014, Amsterdam, The Netherlands
- [1 bis] S. van Riesen, M. Neubauer, A. Boos, M. M. Rico, C. Gourdel, S. Wanka, R. Krause, P. Guernard, and A. Gombert, “New module design with 4-junction solar cells for high efficiencies,” in (AIP, 2015), Vol. 1679, p. 100006
- [2] G. Timò at al. “Results of the APOLLON Project and Concentrating Photovoltaic Perspective”, Progetto UE-Apollon, maggio 2014, rapporto disponibile su richiesta a gianluca.timo@rse-web.it
- [3] <http://www.ecosole-project.eu>
- [4] http://cordis.europa.eu/result/rcn/146970_en.html
- [5] http://cordis.europa.eu/project/rcn/193754_en.html
- [6] “Top Solar Power Industry Trends for 2015” - IHS.com, <https://www.ih.com/.../Top-Solar-Power-Industry>
- [7] Fraunhofer ISE, “Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies”, <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>
- [8] G. Grasso, A. Righetti, M. C. Ubaldi, F. Morichetti and S. M. Pietralunga, “Competitiveness of Stationary Planar Low concentration photovoltaic Modules Using Silicon Cells: a focus on concentrating optics”, *Solar Energy* 86, 1725–1732, (2012), DOI 10.1016/j.solener.2012.03.015
- [9] J.W. Schwede, I. Bargatin, D.C. Riley, B.E. Hardin, S.J. Rosenthal, Y. Sun, F. Schmitt, P. Pianetta, R.T. Howe, Z. Shen, N.A. Melosh, Photon-enhanced thermionic emission for solar concentrator systems, *Nature Materials*, 9 (2010) 762-767
- [10] J.W. Schwede, T. Sarmiento, V.K. Narasimhan, S.J. Rosenthal, D.C. Riley, F. Schmitt, I. Bargatin, K. Sahasrabudde, R.T. Howe, J.S. Harris, N.A. Melosh, Z.X. Shen, Photon-enhanced thermionic emission from heterostructures with low interface recombination, *Nature communications*, 4 (2013) 1576
- [11] P. Calvani, A. Bellucci, M. Girolami, S. Orlando, V. Valentini, A. Lettino, D.M. Trucchi, Optical properties of femtosecond laser-treated diamond, *Applied Physics A*, 117 (2014) 25-29
- [12] Philip Sandwell at al. Life cycle analysis of a new CPV module, CPV-11- Aix Les Bains, France April 2015
- [13] <http://energy.gov/eere/sunshot/solar-foundational-program-advance-cell-efficiency-round-1>
- [14] F. Rubio at al. “Evaluation parameters for CPV Production””, CPV-6. Freiburg, Germany, 7-9 April, 2010
- [15] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>) – EC Joint Research Centre (JRC)
- [16] F. Rubio, Large-scale and long-term CPV Power plant Field results, CPV-11, Aix Les Bains , April 2015.
- [17] <https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data/renewable-energy-data>
- [18] <http://www.isfoc.net/index.php/en>
- [19] G. Timò, La concentrazione solare nel fotovoltaico, *Rivista ufficiale dell’AEIT*, Aprile 2006
- [20] <http://ec.europa.eu/energy/en/funding-and-contracts>
- [21] IEA PVPS - National Survey Report of PV Power Applications in ITALY in 2014, 15 October 2015– 2015 (link) – S. Castello salvatore.castello@enea.it, F. Tilli francesca.tilli@gse.it, S. Guastella salvatore.guastella@rse-web.it
- [22] [9] Faggian Paola, Ronzio Dario, Gattiglio Elena, Metodologie di stima della radiazione solare diretta, Rapporto RdS N. 14001889, (2013)
- [23] RSE - Monografia I sistemi di generazione fotovoltaica: La tecnologia e gli effetti sul sistema elettrico nazionale, 2016

*A. Manzella, E. Trumphy - CNR
M. Angelone - ENEA
F. Moia - RSE*

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia geotermica utilizza l'energia termica del sottosuolo per produrre calore utile a climatizzare gli ambienti e i processi agricoli e industriali, o per produrre elettricità.

Si distinguono due principali ambiti tecnologici: 1) tecnologie per la produzione di energia elettrica e per l'uso diretto del calore che utilizzano i sistemi idrotermali, ovvero fluidi caldi (superiori alla temperatura ambiente) provenienti da falde sotterranee a profondità variabili da pochi metri a diversi chilometri di profondità (Deep Geothermal); 2) le pompe di calore geotermiche (GSHP, Ground-Source Heat Pump) che sfruttano la stabilità termica del sottosuolo entro i 200 m di profondità per climatizzare gli ambienti (Shallow Geothermal).

Le pompe di calore geotermiche aggiungono ai componenti principali della pompa di calore in senso stretto uno scambiatore di calore esterno, attraverso il quale viene assorbito (o ceduto) calore al terreno o ad una massa d'acqua per il riscaldamento e il raffrescamento di ambienti. Questi impianti sono sostanzialmente dei sistemi aperti, dove l'acqua di falda è pompata in superficie e re-immessa nel sottosuolo mediante pozzi opportunamente realizzati, dopo aver effettuato lo scambio termico. Nei sistemi chiusi (BHE, Borehole Heat Exchanger), il fluido di circolazione fluisce in un sistema di tubature posizionate nel terreno a profondità variabili in funzione della configurazione finale. Nelle sonde geotermiche o sonde di geoscambio (termine generalmente utilizzato per gli apparati di scambio termico in sistemi chiusi) il trasferimento del calore dal terreno al fluido di circolazione avviene lungo la superficie interna della tubazione. Questi impianti sono classificabili in base alle caratteristiche in: sonde orizzontali, sonde verticali, e geostrutture e sono adatte alla climatizzazione di singoli abitazioni, edifici e/o gruppi di edifici con capacità che varia da 10 kWth ad oltre 500 kWth. Gli usi diretti del calore geotermico sono molteplici: il teleriscaldamento geotermico è quello più diffuso, ed è un sistema in cui il calore prodotto da un impianto centralizzato viene inviato alle utenze finali attraverso una rete di distribuzione. Il teleriscaldamento richiede la produzione da acqua a temperatura superiore a 50-60 °C ottenuta, talvolta, con l'ausilio di pompe di calore. La potenza può variare da 0,5 MWth a 10 MWth. Avendo a disposizione temperature più elevate sarà possibile produrre sia energia elettrica che calore per il teleriscaldamento, in sistemi di cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP).

Per la produzione di elettricità, in sistemi geotermici con temperature da 100 °C a 350 °C, si utilizza il calore convertito in energia elettrica attraverso turbogeneratori. L'energia elettrica è prodotta in impianti a vapore oppure, nel caso di temperature inferiori a 150-200 °C, con impianti a ciclo binario. In entrambi i casi, un fluido in fase vapore mette in movimento una turbina, la cui energia meccanica è poi trasformata in energia elettrica tramite un generatore. Gli impianti che utilizzano il vapore geotermico richiedono fluidi con una temperatura elevata, usualmente superiore a 180 °C. Tanto più elevato è il contenuto in vapore del fluido, tanto maggiore sarà il rendimento energetico. Gli impianti in cui la fase dominante nel serbatoio è il vapore, utilizzano turbine a vapore a condensazione o a contropressione. Nel primo caso, il vapore in uscita dalla turbina subisce una fase di condensazione mentre, nel secondo, il vapore è scaricato direttamente in atmosfera. Negli impianti che utilizzano serbatoi ad acqua dominante, il vapore è prodotto a partire dall'acqua pressurizzata. L'operazione può essere realizzata in due modi. Il primo consiste nel depressurizzare il fluido producendo vapore, processo di flash. Il secondo trasferisce il calore a un fluido a più bassa temperatura di ebollizione che evolve in un ciclo chiuso a condensazione; in questo caso si parla di ciclo binario. La convenienza dell'applicazione di un sistema rispetto all'altro dipende unicamente dalle condizioni termodinamiche della sorgente geotermica. Numerose e complesse sono le attività di R&S legate alla geotermia. Una menzione particolare spetta alle tecniche di perforazione che in questo campo di applicazione richiedono accorgimenti particolari a causa delle elevate temperature, dei livelli competenti di rocce e presenza di fluidi chimicamente aggressivi e conseguenti problematiche legate alla corrosione dei materiali. Questi fattori rappresentano il principale onere nella messa in opera di impianti per lo sfruttamento di risorse geotermiche profonde. Sono in fase di studio tecniche di perforazione termiche (spallation, laser ablation, plasma), elettromagnetica con frequenza millimetrica, con impulsi elettrici ad alto voltaggio. Anche i materiali utilizzati per la cementazione, rivestimento o utilizzati come fluido di raffreddamento sono studiati per limitare la corrosione, la deposizione di silice e calcite e per migliorare l'efficienza di conversione del calore. La presenza di inquinanti specifici nelle emissioni geotermiche richiedono il continuo miglioramento delle tecnologie dei sistemi di abbattimento, controllo e trattamento, soprattutto del gas. Per quanto riguarda le risorse geotermiche superficiali, un vasto campo di ricerca è rappresentato dai sistemi UTES (Underground Thermal Energy Storage) di stoccaggio stagionale del calore o del freddo. Essi sono studiati per stoccare e utilizzare in un momento successivo sia il calore derivante da sorgenti rinnovabili (sole, energia geotermica ecc.) sia quello prodotto come scarto di altri processi (calore prodotto da combustibili fossili e residuo rispetto all'uso primario). Un ambito di ricerca importante per lo sfruttamento dei sistemi geotermici profondi, e in particolare per la produzione di energia elettrica o la cogenerazione, è quello dei sistemi geotermici non convenzionali, termine

utilizzato per distinguerli dai sistemi idrotermali, in quanto richiedono tecnologie particolarmente avanzate, ancora in via di sviluppo. Essi includono sistemi:

- geotermici stimolati (Enhanced, o Engineered Geothermal Systems, EGS), sistemi geotermici nei quali il classico serbatoio contenente il fluido geotermico è assente o molto scarso e si crea artificialmente mediante fratturazione della roccia calda secca in modo da creare il loop virtuoso tra i pozzi di iniezione e di estrazione e quindi riuscire a produrre energia
- geopressurizzati e co-prodotti, ossia acquiferi confinati ad alta pressione associati a idrocarburi
- magmatici, costituiti da corpi e/o camere magmatiche superficiali a temperatura estremamente elevata
- a fluidi supercritici, ovvero fluidi profondi con temperature e pressioni oltre il punto critico dell'acqua pura
- a salamoia calda, in cui le acque idrotermali originali hanno subito un lungo processo di concentrazione salina.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Energia elettrica: 2,1 GWe installati con una produzione di 11,3 TWh da 68 impianti (capacità installata di 0,95 MWe e produzione di 5,56 TWh in EU-28, con 51 impianti)

Uso diretto del calore: 24,5 GWth (15,1 GWth in EU-28 di cui 13,9 da pompe di calore geotermiche, 1,1 GWth per teleriscaldamento da 162 impianti)

L'uso geotermico diretto (quindi non per la produzione di energia elettrica) più diffuso in Europa per potenza termica installata, è rappresentato dalla climatizzazione di ambienti con pompe di calore (68%) e dai sistemi di teleriscaldamento (15%). La potenza rimanente riguarda la balneologia – e altri usi affini: piscine, acquacoltura, scioglimento ghiaccio – (11%) e gli impieghi industriali e agricoli (6%) [3-5].

Nazionale

L'Italia vanta un primato storico, essendo stata il primo paese al mondo a produrre energia elettrica dalla geotermia più di un secolo fa. Ancora oggi è tra i primi produttori nel panorama mondiale e al primo posto in Europa.

Energia elettrica: 0,9 GWe installati di cui [4][6-8]:

- 594,5 MWe a Larderello con 23 impianti in esercizio
- 200 MWe a Travale-Radicondoli con 8 impianti in esercizio
- 121 MWe Bagnore-Piancastagnaio con 6 unità in esercizio.

Per la produzione di energia elettrica sono utilizzati principalmente impianti a condensazione (795 MWe installati) e impianti a flash singolo (120 MWe installati). Soltanto 1 MWe è prodotto da impianti a ciclo binario. Il contributo alla capacità energetica nazionale è dell'1%, quello al fabbisogno nazionale di energia è del 2%.

Uso diretto del calore: 1,3 GWth installati ripartiti come segue [4][6-8]:

- 725 MWt da climatizzazione degli ambienti (di cui 550 MWt da pompe di calore). Gli impianti di teleriscaldamento principali sono quelli delle aree geotermiche toscane e quello di Ferrara
- 421 MWt da balneoterapia
- 69 MWt da usi agricoli (di cui 14 MWt da pompe di calore)
- 122 MWt da acquacoltura
- 18 MWt da processi industriali (di cui 4 MWt da pompe di calore).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Le tecnologie di produzione sono considerate mature, ma sono numerose le necessità di R&S nei diversi settori tecnologici. Le innovazioni nel campo delle tecniche di estrazione, della corrosione dei materiali e dei dispositivi di misura, delle tecniche di indagini e di sfruttamento delle fonti termiche profonde, sono ancora allo studio e necessitano un miglioramento dei livelli tecnologici (TRL 4-6) [9].

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Sono stati sperimentati impianti di cogenerazione e ibridi che combinano tecnologie geotermiche, solari-termiche e fotovoltaiche e biomasse. L'esempio d'impianto ibrido è quello di Ferrara, che combina la geotermia, un termovalorizzatore e una caldaia a gas per le richieste di picco. Un impianto ibrido che combina la geotermia con biomasse è recentemente entrato in produzione in Toscana.

Le prospettive più promettenti sono quelle di co-produzione di energia e calore in aree abitate, da realizzare sia combinando le diverse tecnologie geotermiche, che combinando fonti energetiche rinnovabili. Requisiti fondamentali: 1) la tracciabilità della biomassa 2) l'assenza di materiali e/o elementi inquinanti.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Lo sviluppo di tecnologie geotermiche per la produzione del calore può rappresentare un grosso contributo per i settori produttivi agroalimentari (serre, allevamento di animali, produzione di alimenti, etc.) e di processo industriale. Il progetto VIGOR ha anche esplorato la geotermia in un contesto per l'utilizzo ad uso civile, proponendo tecnologie geotermiche per l'essiccazione di fanghi reflui provenienti da impianti di depurazione delle acque reflue.

Queste tecnologie sono ispirate a criteri di efficienza energetica e come contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico nazionale. Lo sviluppo della geotermia impatta sulla crescita dell'economia locale (indotto, sostegno al tessuto produttivo, conservazione delle competenze del territorio, formazione del personale tecnico per manutenzione impianti, ecc.) e sull'attività di pianificazione territoriale in chiave sostenibile. Un beneficio non trascurabile è quello dell'incremento di *green jobs*, soprattutto di alta specializzazione, con attività peculiari per il settore.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Le caratteristiche geologiche del territorio italiano sono particolarmente favorevoli allo sviluppo della geotermia e potrebbero permettere lo sfruttamento di questa risorsa tramite quasi tutte le tecnologie disponibili potendo sfruttare risorse a bassa, media ed alta entalpia a diverse profondità e in numerose aree del paese. Una stima ufficiale del potenziale geotermico riferito a tutto il territorio è mancante ma si evidenzia che recentemente il MiSE ha pubblicato la zonazione geotermica del territorio italiano a scala comunale che può essere un valido aiuto per individuare le aree più favorevoli e in particolare anche quelle a media entalpia [18]. Il Decreto Legislativo 11 febbraio 2010 n. 22 e successive modifiche [19], favorisce la sperimentazione su tutto il territorio nazionale di impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e con potenza nominale non superiore ai 5 MWe per ciascuna centrale. Per lo sfruttamento della bassa entalpia sarebbe opportuno avviare una caratterizzazione e classificazione dettagliata delle aree sfruttabili a carattere locale i cui costi elevati per l'individuazione ottimale della risorsa geotermica ne limitano lo sviluppo specialmente a livello dei singoli cittadini. Un'attività al riguardo è stata intrapresa del CNR con il progetto VIGOR su 4 regioni italiane (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia). L'aspetto più critico per lo sviluppo di impianti geotermici che utilizzino le risorse profonde è la disponibilità di volumi d'acqua sufficienti: la tecnologia della re-iniezione può garantire la sostenibilità della risorsa e evitare il depauperamento delle falde, ma con le attuali tecnologie la permeabilità richiesta è piuttosto elevata. Al riguardo le simulazioni numeriche sono strumenti fondamentali e hanno dimostrato la fattibilità e sostenibilità dei progetti geotermici [20].

Tecnologie EGS potrebbero superare questo limite, ma al momento non sono ancora ingegnerizzate e il rischio di sismicità indotta non è proponibile in Italia anche per la scarsa conoscenza del fenomeno in sé [2][10].

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Se installati senza le dovute cautele, i sistemi geotermici a pompa di calore (soprattutto quelli a sonde geotermiche verticali e ad acqua di falda) potrebbero danneggiare la qualità delle falde sia nella fase di messa in opera sia in quella di esercizio.

Gli impianti geotermici per usi diretti del calore e i sistemi binari per la produzione di energia elettrica, hanno un'ottima compatibilità ambientale, poiché il fluido geotermico è perfettamente confinato e non può rilasciare nell'ambiente eventuali sostanze inquinanti.

Potenziali impatti ambientali negativi possono tuttavia presentarsi durante la costruzione, l'esercizio e il successivo smantellamento dell'impianto geotermico. Fra questi, i principali punti di criticità sono:

- **impatto visivo e uso del suolo:** nella fase esplorativa (temporanea), l'impatto è dovuto alla rimozione della vegetazione, alla costruzione e/o l'adattamento delle strade di accesso, alla presenza fisica dei veicoli in movimento. Nella fase di esercizio, l'impatto è imputabile alla presenza delle tubazioni che trasportano il fluido geotermico, delle linee di trasmissione, della centrale e delle torri di raffreddamento. L'impianto geotermico occupa un'area di circa 5-10 ettari e raggiunge un'altezza massima di 18 m con le torri di raffreddamento
- **emissioni in atmosfera:** i fluidi geotermici, in particolar modo quelli con temperature molto elevate, possono contenere CO_2 , H_2S , NH_3 , CH_4 e altri gas presenti in traccia. Quando le emissioni sono considerate critiche, i livelli di questi composti devono essere abbattuti
- **rumore e vibrazioni:** durante la fase di produzione di energia, vari componenti dell'impianto generano rumore. Il rumore più rilevante è prodotto dal trasformatore, dalle torri di raffreddamento e dalla turbina. In generale, il livello di rumore prodotto da una centrale a ciclo binario è più alto rispetto a quello di una centrale di tipo flash e varia da 85 a 90 dB(A)
- **subsidenza:** la produzione di energia geotermica comporta, soprattutto nei campi ad acqua, l'estrazione di grandi quantità di fluido dal sottosuolo che può indurre una variazione del campo di stress nel serbatoio (diminuzione della pressione interstiziale e aumento della tensione effettiva) con conseguente deformazione delle rocce. Tale deformazione può essere trasferita in superficie generando movimenti verticali e/o orizzontali del terreno. La pratica della re-iniezione e iniezione di fluido nel sottosuolo ha ridotto drasticamente o eliminato questo fenomeno

- **sismicità indotta:** riguarda alcuni progetti EGS, ed è un fenomeno legato all'assessamento delle rocce del serbatoio perturbate in seguito alla fratturazione indotta per aumentarne la permeabilità. La fratturazione può essere ottenuta mediante pompaggio di acqua ad alta pressione nelle fratture, utilizzando prodotti chimici.
- **contaminazione delle falde acquifere:** il rischio di contaminazione dell' acquifero si può verificare sia durante la fase di perforazione: "blow out" dei pozzi e perdita di fluido geotermico, di oli minerali lubrificanti, ecc., sia nella successiva fase di reiniezione del fluido geotermico nel serbatoio. Ad esempio, per deterioramento delle pareti del pozzo e conseguente percolazione del fluido nella falda. La riduzione di questo rischio è facilmente raggiungibile tramite una progettazione accurata e il costante controllo di qualità durante le fasi di costruzione, perforazione e di funzionamento dell'impianto.

Emissioni CO₂/MWh

Gli impianti geotermici non producono CO₂ in quanto non è presente alcun tipo di combustione mentre i fluidi geotermici di alta temperatura contengono CO₂ di origine naturale, in quantità variabile a seconda del chimismo e del tipo di risorsa.

La media di CO₂ naturale emessa dalle centrali a flash è di 397 lbs/MWh, mentre una centrale a condensazione emette una media di 60 lbs/MWh [11-12]. Gli impianti binari e di teleriscaldamento non producono emissioni in atmosfera in quanto i gas incondensabili sono raramente presenti nel fluido geotermico (si tratta di risorse di temperatura medio-bassa) e sono facilmente trattenuti all'interno di un circuito chiuso, e successivamente reiniettati.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La geotermia permette di risparmiare circa 1,4 Tonn di petrolio all'anno per produzione di energia elettrica, e di 0,4 Mt/a per uso diretto del calore. Questo equivale ad un risparmio di 0,55 Mt/MWh di CO₂ con la produzione di energia elettrica, e di 0,1 kt/MJ con l'uso del calore per usi diretti [10].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La geotermia [9] permette di produrre energia con continuità e ha un capacity factor di circa il 90% (96% nel caso di produzione di energia elettrica). Gli impianti per la produzione di energia elettrica, teleriscaldamento e cogenerazione hanno un tempo di vita medio di riferimento di 30 anni. L'efficienza dei sistemi con pompe di calore geotermiche (Seasonal Factor, includendo riscaldamento e raffreddamento) è mediamente superiore a 4%. Il Performance Indicator è circa del 75%. Con la tecnologia disponibile l'efficienza energetica è del 7-15% per impianti geotermoelettrici e del 35-60% per impianti di cogenerazione (elettricità e calore).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di investimento degli impianti geotermici sono attualmente molto elevati, specie per l'utilizzo di risorse profonde, in quanto il costo della perforazione rappresenta il 40-50% del costo totale. A titolo esemplificativo, le due figure descrivono la distribuzione dei costi per due utilizzi principali in Europa: a sinistra i costi per un impianto di produzione di energia elettrica con sistema binario (ORC) in Germania, a destra i costi dell'impianto di teleriscaldamento del bacino di Parigi (Figura 1) [14].

Il Levelized Cost of Energy (LCOE) medio calcolato per il 2012 e previsto per il 2030 è riportato in tabella[9].

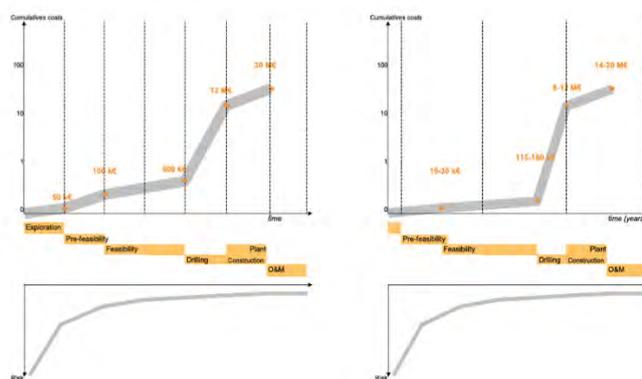


Figura 1 Esempi di costi di impianti geotermici

Tecnologia	2012 (€-ct /kWh)	2030 (€-ct /kWh)
Produzione di energia elettrica e co-produzione di calore e elettricità	7 per sistemi di alta temperatura, 15 per sistemi di temperatura media e 25 per sistemi EGS	4, 7 e 7, rispettivamente
Pompe di calore geotermiche	10 per sistemi di piccola taglia, 6 per sistemi di grossa taglia e UTES	5 e 7, rispettivamente
Teleriscaldamento	5	4
Rimanenti usi diretti del calore	7	4

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Tra i principali fattori tecnologici e non tecnologici [13] che ostacolano il rilancio della geotermia sul territorio nazionale si citano:

- Elevati costi di perforazione e costruzione dell'impianto
- Mancanza di incentivi e regimi assicurativi che coprano il rischio minerario
- Tempi di rilascio dei titoli minerari troppo lunghi (in Italia questo ostacolo è particolarmente critico)
- Ridotto numero di professionisti idonei all'installazione e manutenzione
- Scarsa accettabilità sociale e sindrome Nimby
- Insufficiente campagna di informazione e disseminazione anche da parte delle amministrazioni
- Mancanza di investimenti per aspettative a lungo termine dei tempi di ritorno.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Considerata la produzione annua di energia elettrica e il tariffario italiano, la geotermia produce un fatturato annuo di circa 700 milioni di euro. I dati inerenti gli investimenti in ricerca da parte dell'industria e degli enti pubblici sono poco noti, soprattutto quelli inerenti la produzione di calore ma sono comunque modeste.

La Geothermal Roadmap [9] prevede investimenti in attività di R&S di 740 milioni di euro nei prossimi anni che, se opportunamente intercettati, potrebbero rappresentare un evidente beneficio per questo comparto a livello nazionale, considerate le competenze acquisite in questo settore.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Gli attori italiani già indicati esportano la tecnologia, soprattutto per produzione di energia elettrica, in numerose parti del mondo.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La geotermia permette di risparmiare energia ed emissioni nei settori industriale, nel residenziale per la climatizzazione geotermica e nel terziario.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nell'utilizzo della tecnologia sono:

- Enel Green Power: produzione energia elettrica
- HERA: teleriscaldamento Ferrara
- GES: teleriscaldamento aree geotermiche toscane
- Le aziende termali di Ischia e Abano
- ESCO e PMI per installazione di sistemi di climatizzazione geotermica
- Comuni e amministrazioni locali nei territori che beneficiano di impianti di teleriscaldamento, oltre a privati che utilizzano impianti di teleclimatizzazione geotermica.

Da segnalare l'attività dell'Unione Geotermica Italiana società che rappresenta operatori e rappresentanti della ricerca geotermica; la Rete Geotermica comprende operatori industriali interessati alla produzione geotermoelettrica.

Sviluppo della tecnologia

- Enel Green Power: sviluppo tecnologico per ottimizzare gestione impianti di produzione elettrica; sistema di abbattimento delle emissioni AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato); centrale geotermica integrata a biomassa (Cornia 2)
- Exergy S.p.a.: tecnologia ORC, sistemi ibridi
- Turboden S.r.l.: tecnologia ORC, sistemi ibridi
- Ansaldo-Tosi: turbine, componenti impianti produzione elettrica
- Nuovo Pignone-General Electric: turbine.

Per la costruzione delle pompe di calore non sono state individuate aziende che possono progettare impianti di grande potenza (ad es., le pompe installate presso la centrale di Milano-Canavese provengono dalla Svizzera). Sono invece numerose le PMI impegnate nello sviluppo di pompe di calore geotermiche, sistemi di geoscambio e UTES.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

I maggiori attori in ambito geotermico sono:

CNR: tecnologie di esplorazione e valutazione della risorsa geotermica superficiale (pompe di calore geotermiche) e profonda, aspetti ambientali e sociali, pompe di calore, sistemi ibridi di generazione energia, materiali e sensori di alta temperatura

INGV: tecnologie di esplorazione e valutazione, soprattutto in aree vulcaniche, e monitoraggio ambientale

OGS, Università di Bari, Università di Firenze, Università di Pisa, Università di Roma La Sapienza, Università di Roma3, Università di Trieste: tecnologie di esplorazione e monitoraggio (OGS e UniTs esplorazione e monitoraggio)

Università di Padova, Università di Torino e Politecnico di Torino: tecnologie di valutazione e generazione da risorsa geotermica superficiale (pompe di calore geotermiche), UTES, modellistica idrogeologica (PoliTo)

Politecnico di Milano, Università di Firenze, Università di Padova, Università di Napoli Federico II: generazione elettrica con sistemi binari (PoliMi sviluppo di tecnologie innovative e ottimizzazione cicli ORC per produzione elettrica da sorgente geotermica) e ibridi

Università di Napoli Parthenope: progettazione impianti di teleriscaldamento

Scuola Superiore S. Anna (SSUP), Università di Siena, ENERGEN (Società Consortile formata da CNR, SSSUP, Università di Pisa, CoSviG – Consorzio per lo Sviluppo delle aree Geotermiche): aspetti ambientali e sociali

ENEA: attività di valutazione e monitoraggio, soprattutto di aspetti ambientali (geochimica ambientale e sismicità indotta). Sviluppo di tecnologie integrate con altre fonti rinnovabili.

BEST PRACTICES

Diversi sono i Progetti europei dedicati allo sviluppo della tecnologia geotermica, tra i quali si citano:

- **GEOELEC:** per promuovere la produzione di energia elettrica da sistemi EGS, e GEO-DH per promuovere e accelerare la penetrazione del teleriscaldamento geotermico nei territori europei.
- **GROUND-MED:** per la dimostrazione di pompe di calore geotermiche di nuova generazione in clima mediterraneo, e ReGeoCities per promuovere la conoscenza e l'uso della geotermia a bassa profondità
- **GEOCOM:** per implementare 3 progetti di teleriscaldamento (di cui uno a Montieri, in Toscana)

- **GEISER:** per lo studio della sismicità indotta da EGS
- **IMAGE e DESCRAMBLE:** per lo sviluppo e ottimizzazione di tecnologie di esplorazione
- **GEMEX:** per migliorare le conoscenze tecnico scientifiche nel campo dell'EGS (Enhanced Geothermal Systems)

I progetti dimostrativi più importanti per il teleriscaldamento sono in Islanda, dove la sola geotermia viene utilizzata per il riscaldamento in particolare nella capitale Reykjavík, e il teleriscaldamento del bacino di Parigi.

A livello italiano si citano:

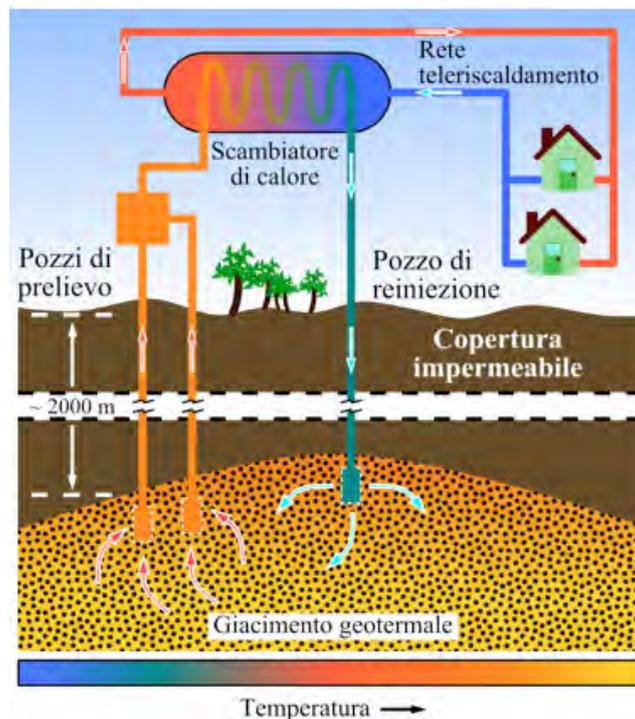
- i progetti dimostrativi di produzione di energia elettrica (aree toscane di Larderello-Travale-Radicondoli e Monte Amiata), le reti di teleriscaldamento geotermico da geotermia “profonda” della città di Ferrara e di numerose cittadine toscane e il progetto di teleriscaldamento con pompe di calore geotermiche di Milano e Brescia
- il progetto per la realizzazione della rete di teleriscaldamento geotermico della città di Grado
- il progetto VIGOR, finanziato con fondi POI, che ha valutato le risorse di 4 regioni e fornito 8 studi di fattibilità completi per progetti dimostrativi di variegati usi della geotermia
- il progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno che sta fornendo mappe di favorevolezza alla presenza di sistemi geotermici idrotermali e non convenzionali sul territorio del Mezzogiorno d'Italia
- i progetti proposti per la perforazione e utilizzo di risorse geotermiche ai Campi Flegrei.



Impianto geotermico in Islanda



Area geotermica in Islanda



Schema di funzionamento della centrale di Ferrara

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] S. Abate et al “ Progetto VIGOR – Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza”, POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013, Edizioni CNR – IGG Area della Ricerca di Pisa, ISBN: 9788879580120, (2014)
- [2] C. Albanese, et al “Progetto VIGOR – Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza”, POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013, Edizioni CNR - IGG Area della Ricerca di Pisa, ISBN: 9788879580113, (2014)
- [3] Ruggero Bertani *Geothermics* 41, 1– 29, 2012
- [4] Ruggero Bertani - *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [5] John W. Lund and Tonya L. Boyd. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [6] Paolo Conti, Walter Grassi, Giancarlo Passaleva, Raffaele Cataldi *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [7] Terna S.p.a. - “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia 2014”
- [8] Razzano, F. and Cei, M.. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [9] Aposteanu A., et al J. and the Geothermal Panel of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling – *Geothermal Technology Roadmap*, EGEC, 2014
- [10] Buonasorte G., et al - *Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030 - Per un nuovo manifesto della geotermia italiana*. Unione Geotermica Italiana, 2011
- [11] GEA, 2012 – “*Geothermal Energy and Greenhouse Gas Emissions*”
- [12] Felina Schütz, et al - *Geothermal Electricity: Potential for CO₂ Mitigation*. Deliverable n° 4.6 Geoelec Project, 2013
- [13] Gerdi Breembroek, Paul Ramsak, Adele Manzella, Eugenio Trumpy –, *D2.3 Report, Geothermal ERA-NET Project*, 2014, <http://www.geothermaleranet.is/>
- [14] *GEOFAR Project Report (Intelligent Energy): Financial instruments as support for the exploitation of geothermal energy*.
- [15] <http://www.vigor-geotermia.it>
- [16] Angelone M., Sylos Labini S. *Overcoming Research Challenges for Geothermal Energy*. 2015, European Commission, ERKC, pp. 36. <http://setis.ec.europa.eu/energy-research/>
- [17] Angelone M., Sylos Labini S. *Thematic Tesearch Summary: Geothermal Energy*. 2015, European Commission, ERKC, pp. 68. <http://setis.ec.europa.eu/energy-research/>
- [18] *Zonazione geotermica del territorio italiano - In attuazione della risoluzione in materia di geotermia approvata nella seduta del 15 aprile 2015 dalle Commissioni Riunite VIII e X*, <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/zonazione.asp>
- [19] *Ricerca di risorse geotermiche finalizzata alla sperimentazione di Impianti Pilota*, http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/info/impianti_pilota.asp
- [20] F. Colucci, R. Fuandalini, F. Moia, 2015. *Modelli geologici e simulazione numerica di sistemi geotermici*, Deliverable RSE Prot. 15000985, 224 pp.

F. Salvatore - CNR
G. Sannino, A. Carillo - ENEA
M. Peviani, L. Serri - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Si possono distinguere due tipi di correnti marine:

- **correnti di marea**, legate all'azione gravitazionale scambiata tra terra e luna. Sono caratterizzate da andamento ciclico con fasi di circa sei ore per l'afflusso e il deflusso delle masse d'acqua con inversione del verso della corrente. Presentano la massima intensità in vicinanza della costa, in particolare in corrispondenza di promontori e stretti
- **correnti oceaniche**, originate da gradienti termici e/o salini tra diverse aree geografiche. A differenza delle correnti di marea hanno direzione costante e di solito hanno massima intensità lontano dalle coste. Ne sono esempi la corrente del Golfo, in Atlantico centro-settentrionale e la corrente del Giappone nel Nord-Ovest Pacifico.

Nel caso delle correnti oceaniche e di marea l'energia può essere prodotta mediante dispositivi che convertono l'energia cinetica delle masse d'acqua in energia meccanica e quindi in energia elettrica. Per la conversione in energia meccanica si usano tecnologie di due tipi:

- **sistemi a turbina**, con asse orizzontale (ovvero allineato alla direzione della corrente) o con asse trasversale alla direzione della corrente (di solito, l'asse è verticale)
- **sistemi non-turbina**, come nel caso di profili oscillanti (tidal sails, kites) o cilindri posti in vibrazione.

Le tecnologie attualmente sviluppate o in fase di sviluppo sono:

Centrali mareomotrici

Le centrali mareomotrici sono in grado di sfruttare l'alternarsi delle alte e basse maree attraverso turbine reversibili. Durante l'alta marea l'acqua defluisce verso un bacino di accumulo di alcuni chilometri quadrati, passando attraverso una serie di condotti nei quali, acquistando velocità, l'acqua fa girare delle turbine collegate a generatori; nella successiva fase di bassa marea, quando il livello del mare comincia a scendere si fa defluire l'acqua verso il mare aperto mettendo nuovamente in rotazione le turbine. Un esempio di centrale mareomotrice si trova in Francia, sull'estuario del fiume Rance in Bretagna. La potenza installata di tale impianto è pari a 240 MW; esso consente di sfruttare un'escursione di marea di qualche metro [1].



Turbine ad asse orizzontale

Le turbine ad asse orizzontale estraggono energia dal movimento dell'acqua nello stesso modo delle turbine eoliche. La velocità della corrente fa girare il rotore che è a sua volta collegato ad un generatore elettrico. Nonostante la velocità delle correnti marine sia in media molto minore rispetto a quella del vento, la maggior densità dell'acqua, circa 800 volte quella dell'aria, permette di costruire turbine molto più piccole a parità di potenza. Ad esempio, la Marine Current Turbines (www.marineturbines.com) propone un dispositivo chiamato SeaGen, che nasce dall'esperienza maturata nell'ambito del precedente progetto SeaFlow, che ha portato alla costruzione, installazione e prove in mare di un sistema a rotore singolo capace di generare fino a 300 kW sfruttando le correnti di marea a largo di Lynmouth nel North Devon, Inghilterra [2].



Turbine ad asse verticale

Le turbine ad asse verticale funzionano nello stesso modo di quelle ad asse orizzontale, con l'unica differenza che il rotore della turbina è installato in posizione verticale.

Sistemi ad effetto Venturi

I dispositivi ad effetto Venturi consistono in una condotta sommersa, che riducendo la sua sezione, convoglia il flusso della corrente marina aumentandone la velocità. Il flusso d'acqua passa attraverso una turbina installata al suo interno, oppure la differenza di pressione generata dal sistema attiva una turbina ad aria fuori della condotta.

Nello scenario nazionale, due sono le tecnologie arrivate alla fase di sperimentazione in mare con prototipi di grandi dimensioni. Entrambe hanno già destato l'interesse per sviluppi applicativi anche all'estero:

- **KOBOLD**, installata nello Stretto di Messina nel 2001, è una turbina marina ad asse verticale, con pale diritte e parzialmente libere di oscillare, di potenza 40-60kW. La turbina KOBOLD è stata sviluppata dalla società Ponte di Archimede S.p.A., proprietaria del brevetto internazionale, in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Industriale – Sezione Aerospaziale dell'Università "Federico II" di Napoli. La turbina, connessa alla rete elettrica nazionale per molti anni, di recente è stata disattivata.
- **GEM**, l'aquilone del mare, è un sistema di conversione dell'energia delle correnti marine che utilizza due turbine intubate ad asse orizzontale montate ai lati di una struttura di supporto immersa ad una predefinita distanza dal pelo libero dell'acqua. Il sistema brevettato è stato sviluppato a partire dal 2005 in seguito ad un progetto di ricerca in collaborazione con l'ing. Nicola Morrone autore del brevetto insieme al Prof. Domenico Coiro, dell'Università degli Studi di Napoli "Federico II". Un prototipo di capacità produttiva di 200 kW è stato provato in mare nella laguna Veneta nell'ambito di un progetto regionale.

E' stato calcolato che entro il 2050 la produzione Europea dall'insieme di onde e correnti potrebbe arrivare a circa 100 GW (pari a circa il 10% del consumo elettrico dell'UE) e raggiungere i 750 GW a livello mondiale[3], la maggior parte proveniente dalle correnti marine.

L'energia da correnti marine presenta il vantaggio di essere prevedibile anche a lungo termine con estrema precisione, con evidenti benefici pratici in termini di pianificazione dell'approvvigionamento energetico e dei flussi di rete. La tecnologia per lo sfruttamento dell'energia cinetica delle correnti è ancora in fase di sviluppo, mentre le tecnologie che sfruttano l'energia potenziale delle correnti sono consolidate.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Solo nell'ultimo decennio si è avuto un grande impulso alle tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine, con molti progetti provenienti dai paesi europei che affacciano sull'Atlantico dove il potenziale energetico è particolarmente rilevante. L'Europa è leader mondiale per i sistemi di conversione dell'energia dalle correnti, ma negli ultimi anni stanno emergendo molto rapidamente paesi come il Canada, la Cina, la Corea del sud, il Giappone e l'India.

Stato attuale delle installazioni in Europa per paese[4].

Paese	MW installati	MW da progetti autorizzati
Inghilterra	5,6	96,0
Olanda	0,13	3,0
Francia	0,7	> 2,0

Nella tabella non sono considerati gli impianti che sfruttano l'energia potenziale delle correnti di marea (sbarramenti); per questi le potenze installate a livello Europeo superano i 200 MW (La Rance, Francia) e superano i 500 MW a livello globale.

Si segnala l'impegno da parte di grandi industrie del settore meccanico come DCNS, Schottel, Voith, Andritz in Europa, Hyundai e Kawasaki in Estremo Oriente.

Le maggiori Utility a livello globale, come General Electric, Bord Gáis Energy, Électricité de France (EDF), GDF Suez, Iberdrola sono coinvolte in progetti dimostrativi, a conferma di un generale interesse per la tecnologia.

Nazionale

Nonostante il Mediterraneo sia un bacino quasi chiuso e quindi con scarso sviluppo di correnti, esistono un numero limitato di siti che hanno un notevole potenziale energetico, primo tra tutti lo Stretto di Messina.

Oltre a numerosi studi e brevetti sulle tecnologie innovative, il panorama nazionale mostra le due tecnologie giunte un fase avanzata di sviluppo prototipale già descritte precedentemente KOBOLD e GEM. La prima è stata esportata nel Sud-Est asiatico, un progetto in Indonesia con la Indonesian Walinusa Energy Corporation, nell'ambito di un co-finanziamento da parte dell'UNIDO (United Nations Industrial Development Organization), agenzia dell'ONU per la promozione dello sviluppo nei paesi ad economia arretrata. Il progetto prevede la messa in opera di turbine da 120-150 kW per alimentare comunità remote; mentre la seconda è oggetto di sperimentazione nella laguna veneta nell'ambito di un progetto co-finanziato dalla regione Veneto ed è stata oggetto di interesse da parte di compagnie francesi per lo sfruttamento in Atlantico.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Nonostante gli studi sistematici sullo sfruttamento delle correnti marine per la produzione di energia siano iniziati solo negli ultimi due decenni, lo stato di avanzamento della tecnologia risente positivamente dal trasferimento tecnologico dai settori con elementi comuni come l'energia dal vento, con particolare riferimento per le installazioni marine (eolico offshore).

Esistono in campo internazionale esempi di tecnologie che hanno raggiunto un TRL di 7-8 (completato il processo di sviluppo e di

qualifica) e che prevedono attività industriali di sfruttamento massivo della risorsa mediante la realizzazione di parchi marini (turbine arrays) con capacità produttiva dell'ordine della decina di MegaWatt.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

Di particolare attenzione è la possibile sinergia con l'energia eolica offshore con cui la tecnologia condivide elementi di sviluppo tecnologico (ad esempio i componenti), le infrastrutture, la catena di approvvigionamento e le politiche di incentivazione nonché autorizzative. L'energia oceanica e l'energia eolica offshore, utilizzando comuni piattaforme o sistemi ibridi di correnti di marea/eolico possono quindi offrire utili possibilità di co-locazione di tecnologie. La condivisione dei processi, delle infrastrutture, degli approvvigionamenti possono essere di grande beneficio per la futura espansione non solo dei dispositivi che sfruttano l'energia oceanica ma anche di tutti gli altri settori ad essa connessi.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Le tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine possono influire positivamente su settori non specificatamente energetici come:

- Manifatturiero/produttivo (costruzioni navali, lavorazioni meccaniche, apparecchiature elettriche/elettroniche)
- Lavorazioni civili (scavo e posa in opera di cavi per l'allaccio alla rete di terra)
- Sociale (autosostentamento delle Amministrazioni di piccole isole)
- Distributivo (commercializzazione e comunicazione).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Essendo un bacino quasi chiuso, il Mediterraneo è un mare caratterizzato da modeste correnti. In Italia l'unica area realmente interessante per lo sviluppo di una tecnologia che sfrutti le correnti di marea è lo Stretto di Messina. Altre località presentano quantitativi di risorsa energetica molto modesti, come nel caso delle bocche della Laguna di Venezia (campo di prova della tecnologia GEM). Da uno studio condotto dall'ENEA in collaborazione con l'Università di Napoli "Federico II", emerge che il potenziale reale totale nello Stretto di Messina è pari a circa 250 MW di potenza installata che comporterebbe una produzione di energia annua pari a circa 160 GWh. E' bene precisare che tale produzione è ipotizzata sfruttando solo le aree vicino alle coste senza considerare la parte centrale dello Stretto che in futuro, con la maturazione della tecnologia, potrebbe essere ugualmente sfruttata.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Studi preliminari sulle installazioni di turbine per correnti marine hanno evidenziato come non vi siano aspetti che ne impediscano la sostenibilità in relazione alla flora e fauna o che mettano a rischio le altre attività umane (industria della pesca, trasporti, turismo). L'impatto visivo e paesaggistico è limitato dato che le infrastrutture sono per la maggior parte sommerse mentre l'ancoraggio della struttura galleggiante sul fondale marino deve tener conto dell'eventuale impatto sulle specie vegetali. L'impatto sulla specie faunistica marina necessita l'installazione di opportuni dissuasori che prevenano il possibile urto con le macchine.

Discorso a parte merita il rumore sottomarino che la messa in esercizio delle turbine può provocare che può ostacolare particolari specie marine, come i cetacei, che utilizzano i suoni per comunicare.

Nel caso specifico della tecnologia GEM o KOBOLD, il ridotto numero di giri di rotazione e la connessa ridotta intensità di emissione dovrebbero produrre limitati effetti sulla fauna marina. Eventuali impatti di emissioni elettromagnetiche sono ridotti dall'utilizzo di una opportuna schermatura. Studi più approfonditi sono tuttavia necessari per valutare l'effettivo impatto della tecnologia sull'ecosistema marino.

Emissioni CO₂/MWh

Ad oggi non esiste uno studio specifico di calcolo delle emissioni di CO₂/MWh prodotto dal sistema GEM. Esistono delle stime su tecnologie del tutto simili che sfruttano, come il GEM, le correnti di marea per la produzione di energia elettrica.

Da tali studi si evince che durante il cosiddetto Life Cycle Assessment, tenendo conto quindi del trasporto, costruzione, installazione, gestione, manutenzione, dismissione e riciclaggio della macchina si producono da un minimo di 18 ad un massimo di 35 kgCO₂/MWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Confrontando le emissioni medie di CO₂/MWh della tecnologia GEM con quelle che si produrrebbero utilizzando una fonte energetica non rinnovabile come il petrolio ne risulta un risparmio di circa 315 kg CO₂/MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il prototipo in scala reale di tecnologia GEM prodotto e installato in un sito con una velocità ottimale della corrente di circa 2,6 m/s è capace di erogare una potenza nominale di 100 kW meccanici. Le prove sperimentali nella Laguna di Venezia in un sito con una velocità di picco di circa 1,5 m/s hanno registrato una potenza erogata dalla macchina di 20 kW. Il Coefficiente di potenza Cp, rappresentativo del rendimento di conversione comprensivo delle perdite elettriche a valle del generatore, è di 0,65 e si stima un coefficiente di potenza all'albero della turbina di circa 0,80.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Attualmente la diffusione a livello mondiale delle tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine è del tipo pre-commerciale. La produzione annua prevista per un impianto GEM dalla potenza di 300 kW, nel contesto delle correnti di marea che interessano lo Stretto di Messina, è di circa 900 MWh pari a 168 TEP/anno.

Sulla base dei costi di investimento e di O&M e della producibilità media annua del GEM 300kW nello Stretto di Messina è possibile ricavare il valore di LCoE (Levelised Cost of Electricity), ossia il prezzo a cui l'energia deve essere prodotta dalla fonte energetica per andare in pari con i costi nel periodo utile di vita dell'impianto (20 anni).

Visto il particolare periodo storico caratterizzato da tassi del costo del denaro anche negativi e visto che il Tasso Unico di Riferimento è pari a zero, il valore di LCoE per il GEM è pari a 0,129 €/kWh. Confrontando questo dato con quello riportato dal Carbon Trust in uno studio del 2012, in cui si stimavano LCoE al 2020 per le turbine dalle correnti marine in un range di 0,17-0,23 €/kWh, si intuisce come la tecnologia proposta del GEM sia ben al di sotto dei valori stimati e risulta molto redditizia a fronte dell'investimento iniziale.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia sono:

- costi tecnologici e la creazione di una filiera che permetta la riduzione dei costi di costruzione e manutenzione: sono attualmente elevati e l'accesso ai finanziamenti è difficile. La dimostrazione dei dispositivi in mare è costosa e rischiosa e le imprese coinvolte spesso non hanno le risorse necessarie ad installare i propri prototipi. Ciò si traduce in ritardi nello sviluppo tecnologico e nella dimostrazione di affidabilità della tecnologia comportando un costo dell'elettricità prodotta ancora elevato. La mancanza di individuazione di una tecnologia unica comporta ancora un ritardo nella riduzione dei costi di capitale
- potenziamento della rete di trasporto dell'energia dal mare alla terraferma: è necessaria per consentire la gestione dei futuri volumi di energia oceanica e il loro trasporto verso i centri di consumo. Il ritardo del potenziamento della rete potrebbe comportare dei rischi nella connessione in tempo utile alla rete
- mancanza di navi specializzate per la manutenzione e l'installazione
- mancanza di adeguate normative nazionali e comunitarie: il procedimento autorizzativo per questa tipologia di impianti risulta molto complesso e ostativo, comportando forti ritardi nella progettazione e un conseguente aumento dei costi. L'incertezza della corretta applicazione della normativa ambientale può ulteriormente prolungare i processi di autorizzazione.
- scarsa conoscenza degli impatti ambientali previsti: non sono stati valutati non solo quelli ambientali ma anche quelli cumulativi derivanti dall'influenza con altre attività umane (come ad esempio l'integrazione dell'energia oceanica nei piani di gestione degli spazi marittimi) per far fronte ai problemi di sicurezza marittima
- mancanza di politiche fiscali adeguate e sussidi volti ad incentivare gli investimenti privati: la mancanza di un sostegno finanziario stabile, che rispecchi lo stadio di avanzamento delle tecnologie nel ciclo di sviluppo, può allungare i tempi necessari affinché i progetti diventino redditizi.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Il maggior potenziale per lo sviluppo dell'energia oceanica si trova sul litorale atlantico, ma anche nel Mediterraneo esistono siti molto produttivi come, nel caso italiano, lo stretto di Messina.

Particolare importanza può avere questo aspetto in Regioni insulari come la Sardegna e la Sicilia, con ricadute positive in termini occupazionali e di crescita dell'economia locale in tutte le aree aventi rilevanza nella filiera per la produzione, installazione e impiego dei dispositivi in mare.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Il settore dell'energia oceanica ha un potenziale enorme se si pensa che secondo il World Energy Council è possibile produrre dalle correnti marine circa 1.200 TWh/anno. Il Carbon Trust britannico stima che, tra il 2010 e il 2050, il mercato mondiale dell'energia proveniente dal moto ondoso e dalle maree potrebbe raggiungere i 535 miliardi di Euro.

E' una economia quindi nascente, dove è ancora possibile conquistare un ruolo leader come paese fornitore di tecnologia e know-how non solo per il mercato interno ma anche per i mercati stranieri e dove l'Italia vanta tecnologie all'avanguardia (KOBOLD e GEM) in fase di sperimentazione.

Spesso paesi con grandi potenziali in termini di risorsa energetica come nel caso del Sud America e del Sud-Est Asia non sono tecnologicamente in grado di operare un adatto sfruttamento.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Una tecnologia come il GEM per la produzione di energia elettrica ad emissioni zero non può che impattare positivamente sui sistemi industriali, sui settori dei trasporti, residenziale e terziario non emettendo in operazione alcun emissione inquinante.

A titolo di esempio, se nello Stretto di Messina venissero installati impianti GEM per 260 MW di potenza con una produzione energetica complessiva pari a circa 160 GWh potrebbero essere alimentate circa 65000 abitazioni con un risparmio notevole nelle emissioni relative al settore residenziale.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Utilities: ENEL e TERNA per lo sfruttamento industriale e la immissione dell'energia prodotta nella rete
- ESCO, servizi energetici
- ENEL Green Power, per lo sviluppo di nuove iniziative industriali per lo sfruttamento delle tecnologie.

Sviluppo della tecnologia

Numerose industrie manifatturiere aventi rilevanza nella filiera per l'installazione, la gestione e la manutenzione delle installazioni.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Numerose sono le Università in Italia che hanno sviluppato competenze nei vari settori che interessano la progettazione e l'impiego di sistemi per la generazione di energia dalle correnti marine, tra di essi si distinguono il Politecnico di Milano, l'Università di Messina e l'Università della Calabria. Merita particolare menzione l'Università di Napoli "Federico II".

Dal 1988 ad oggi, i ricercatori dell'Università di Napoli "Federico II", hanno operato nella società senza scopo di lucro SEAPOWER scarl, all'ideazione e realizzazione di progetti nel settore dell'energia da fonte rinnovabile tramite lo sviluppo e l'ottimizzazione dei componenti delle turbine eolico-marino-fluviali.

Tra i centri di ricerca nazionali, ENEA e alcuni istituti del CNR portano avanti attività di rilevanza internazionale nello studio della circolazione del mar Mediterraneo e conducono attività di supporto ad aziende nazionali ed estere interessate allo sviluppo delle tecnologie.

Le attività svolte riguardano settori complementari:

- **ENEA:** effettua studi relativi alla caratterizzazione della risorsa energetica. Si occupa di individuare, mediante l'impiego di modelli numerici ad alta risoluzione, i siti marini più promettenti per l'installazione dei dispositivi di conversione. Tali modelli, che tengono conto anche della rappresentazione dei moti mareali, sono utilizzati sia in modalità previsionale che climatologica e forniscono i principali parametri della circolazione marina [7]
- **CNR:** si occupa dello sviluppo e la messa a punto di tecniche e strumenti per la progettazione dei sistemi di generazione e conversione dell'energia marina (modelli computazionali sviluppati in sede e la sperimentazione di modelli in scala dei dispositivi); della modellazione e sperimentazione delle componenti elettriche dei sistemi di conversione dell'energia e sviluppo delle strategie di controllo dei flussi di energia dalla macchina verso la rete elettrica; dell'analisi di impatto ambientale e delle problematiche connesse alle installazioni delle macchine in ambiente marino. Di particolare rilevanza gli impianti di prova (bacini di rimorchio e canali di circolazione) tra i più importanti al mondo per queste applicazioni.
- **RSE:** ha effettuato studi sulla disponibilità delle risorse da onde e correnti per la produzione di energia elettrica lungo le coste italiane. I risultati sono consultabili tramite i WebGIS MAREENERGY (<http://map.rse-web.it/mares/map.phtml>) e TRITONE (<http://map.rse-web.it/tritone/map.phtml>) che è uno strumento più ampio dedicato alla gestione integrata delle aree marine e costiere in relazione allo sviluppo delle rinnovabili offshore [1].

BEST PRACTICES

Tra le varie tecnologie oggetto di prolungati studi e sperimentazioni si segnalano i seguenti esempi che, in base alle proiezioni attuali, potranno fornire i primi casi di impianti per sfruttamento industriale.

- **OpenHydro**: della francese DCNS. Turbina ad asse orizzontale intubata e bidirezionale con potenza di oltre 1 MW. La conversione avviene mediante un generatore a magneti permanenti. A lungo provata in mare, la società costruttrice ha piani di costruzione di tidal arrays per svariati MW in Europa e America. <http://openhydro.com/home.html>
- **Schottel Hydro**, Germania: in corso la sperimentazione di turbine ad asse orizzontale di dimensioni medio/piccole (54-70 kW) da usare in clusters con una potenza installata complessiva fino a 2-4 MW. <https://www.schottel.de/it/schottel-hydro/>
- **SABELLA SaS**, Francia: turbina ad asse orizzontale di tipo bidirezionale. Dopo lunga sperimentazione, anche in collaborazione con il CNR, un prototipo di 10 metri di diametro è stato installato al largo della Bretagna nell'aprile del 2015. Ad oggi è il primo esempio di turbina connessa alla rete in Francia, con una produzione di circa 700 kW. <http://sabella-d10.bzh/>

Oltre a queste tecnologie promettenti, si segnala per completezza la tecnologia **SEA-GEN**, il primo sistema di grande scala connesso alla rete elettrica (2008) con potenza prodotta fino a 1.2 MW da due turbine orizzontali montate con bracci a sbalzo su un pilone centrale. La sperimentazione condotta per anni in Irlanda del Nord è stata sospesa di recente.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] 1. Guandalini R. Agate G., Peviani M., Carli F.: "Valutazione del potenziale di producibilità energetica dal moto ondoso e dalle correnti marine dei mari italiani" (Rapporto RSE n. 11000312) 2011
- [2] Peviani M., Carli F., Bonamano : "Mappa del potenziale energetico dal moto ondoso nelle coste italiane" (Rapporto RSE n. 11000809) 2011
- [3] IEA-OES, Ocean Energy Europe, <https://www.oceanenergy-europe.eu/en/programme>
- [4] IEA-OES, report Ocean Energy Systems (2014)
- [5] A Douglas, G P Harrison, J P Chick, 2004, Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine, Department of Engineering and Electronics, University of Edinburgh, Edinburgh, UK[6] European Ocean Energy – Industry Vision Paper, 2013
- [7] 11. L. Libert, A. Carillo and G. Sannino: "Wave energy resource assessment in the Mediterranean, the Italian perspective" Ren. En. 50 (2013) pp. 938-949
- [8] 12. D. Magagna, A. Uihlein - Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives, International Journal of Marine Energy, pp. 84-104 no. September 2015 vol. 11
- [9] 13. B. Zanuttigh, E. Angelelli - ENEA – Ricerca Sistema Elettrico - Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento della energia marina dai mari italiani, Report Rds/2011/72
- [10] International Energy Agency – World Energy Outlook 2015
- [11] Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI)– Ocean Energy Roadmap, <http://www.seai.ie>
- [12] Horizon 2020 - Programma d'azione 2016-2017
- [13] www.ocwna-energy-systems.org
- [14] Brevetto Italiano, GEM n. 0001403558 richiesto nel 2010 e rilasciato il 31/10/2013 – Autori: D. Coiro – N. G. Morrone
- [15] Brevetto Francese, n. FR3013397(A1) – 22-5-2015 riguardante il sistema HELIOS GEM per la produzione di energia dalle correnti marine: Autori: D. Coiro – N. G. Morrone

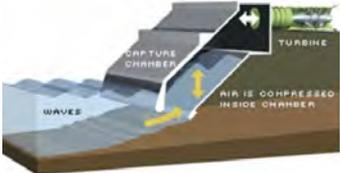
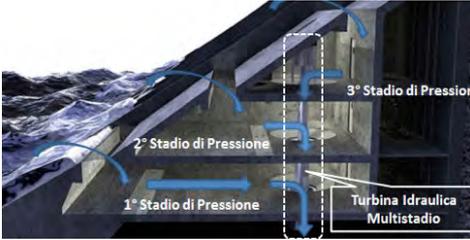
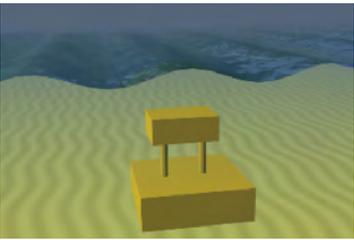
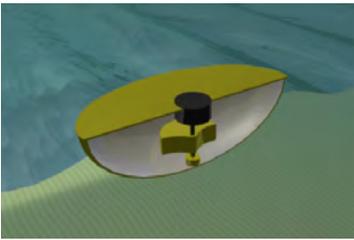
ENERGIA DAL MOTO ONDOSO MARINO

F. Salvatore - CNR
G. Sannino, A. Carillo - ENEA
M. Peviani, L. Serri - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Il vento che spirava sulla superficie del mare, per un certo periodo di tempo, trasferisce ad essa l'energia necessaria per generare il moto ondoso. Maggiore è l'intensità e la durata del vento, maggiore sarà l'energia trasferita alla superficie di mare e quindi l'altezza delle onde generate. L'energia potenziale e cinetica associata al moto ondoso può essere sfruttata per la generazione di energia elettrica, utilizzando diverse tipologie di dispositivi. Si stima che il potenziale energetico nei mari e oceani del pianeta raggiunge gli 80.000 TWh/anno, cioè circa cinque volte il fabbisogno elettrico globale. Tuttavia questa fonte di energia ha mediamente una contenuta disponibilità (potenza media annuale pari a 5-10 kW/m) [5] e le tecnologie per la sua cattura devono fare i conti con l'ambiente particolarmente aggressivo del mare.

I sistemi in via di sperimentazione indirizzati allo sfruttamento energetico delle onde sono [1]:

- **Oscillating Water Columns (OWC):** strutture parzialmente sommerse con una camera esterna e una interna comunicanti. Il livello dell'acqua varia nella camera esterna per l'azione del moto ondoso e induce una analoga variazione nella camera interna dove una massa d'aria viene compressa e mette in movimento una turbina collegata ad un generatore elettrico. Un esempio, è il sistema LIMPET [4] sviluppato dalla Voith Hydro Wavegen, composto da 16 turbine Wells con una capacità di generazione di 300 kW (<http://voith.com/en/index.html>) ed installato a Mutriku, Spagna.
- **Overtopping Devices:** strutture galleggianti rigide che focalizzano le onde in modo da far riempire appositi serbatoi con un livello dell'acqua superiore a quello naturale. Il differenziale di energia potenziale che si stabilisce viene sfruttato con un flusso d'acqua forzato che mette in rotazione una turbina collegata ad un generatore elettrico. Il Seawave Slot-Cone Generator [3] e il Wavedragon sono esempi di questo tipo di dispositivo (www.wavedragon.net).
- **Oscillating bodies:** le onde incidenti provocano moti relativi tra segmenti di corpi galleggianti o immersi. I moti relativi sono impiegati da opportuni sistemi meccanici/idraulici per convertire energia meccanica in elettrica. Rientrano in questa classe i cosiddetti assorbitori puntuali (point absorbers), in cui il moto ondoso induce moti verticali che vengono convertiti con appositi generatori. Un esempio è il PB3 Power Buoy sviluppato dalla Ocean Power Technology USA (www.oceanpowertechnologies.com). Nella tecnologia Rotating Mass i due movimenti - verticale e orizzontale del dispositivo che ondeggia tra le onde - sono utilizzati per generare l'energia elettrica dal moto ondoso. Questi movimenti azionano un peso eccentrico o un giroscopio, che è a sua volta collegato ad un generatore installato all'interno del dispositivo (www.emec.org.uk). Nella Submerged Pressure Differential invece, il dispositivo viene appoggiato o fissato sul fondo del mare. Il movimento delle onde genera il continuo innalzamento e abbassamento del livello dell'acqua, inducendo un differenziale di pressione sopra il dispositivo. L'alternanza di pressione pompa un fluido (acqua/olio) attraverso un sistema di generazione elettrica (<http://www.aquaret.com>).



Impianto di Mutriku (Spagna)

Schema della tecnologia Oscillating Water Column

Schema della tecnologia Seawave Slot-Cone Generator



Dispositivo Wavedragon

PB3 Power Buoy

Le strutture di tipo OWC sono installate a ridosso di strutture costiere sia naturali (scogliere) che da opere umane (es. barriere frangiflutti, dighe foranee), mentre le altre operano in mare aperto, vicino la costa oppure lontano da questa, dove la risorsa energetica è più regolare e prevedibile.

Altre tecnologie oggi in fase di field tests sono:

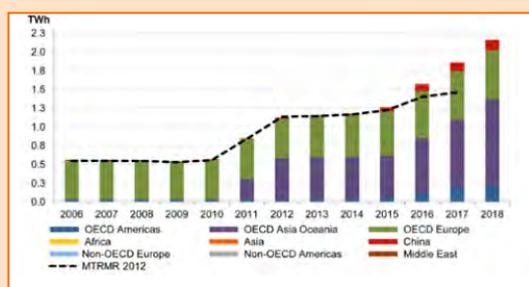
- **ISWEC**: piattaforme galleggianti oscillanti (floating pitching converters, FPC), e le derivate IOWEC, PEWEC. Si tratta di dispositivi flottanti, installati con ormeggio lasco al fondale marino e auto-orientanti rispetto alla principale direzione di propagazione delle onde del mare. L'azione meccanica del moto ondoso induce un movimento oscillante dello scafo. Grazie alla presenza di un sistema di tipo inerziale, non vincolato alla struttura all'interno del galleggiante, si sviluppa un moto relativo che consente la conversione di energia meccanica in elettrica
- **REWEC3**: dispositivo appartenente alla famiglia OWC (Oscillating Water Column), che rispetto ai tradizionali OWC, presenta migliorie sostanziali nella resa energetica dell'impianto e nella sua risposta all'azione delle onde che lo investono
- **R115/H24**: dispositivo sviluppato dalla società italo/inglese 40 South Energy. Nel corso del 2015 un prototipo è stato varato nel Tirreno settentrionale.

Altre tecnologie a più basso TRL ma degne di nota sono: il sistema ad assorbitore puntuale (point absorber) con dimensioni caratteristiche molto minori della lunghezza dell'onda incidente ed è dimensionato per i climi ondosi del mare Mediterraneo; il sistema WaveSAX [6] e [7], tecnologia di tipo OWC, con turbina immersa in acqua; il dispositivo Reciprocating Linear Alternator (RLA), cioè un generatore elettromeccanico che sfrutta il moto reciproco tra due parti per produrre energia elettrica.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Lo scenario attuale a livello mondiale vede alcune tecnologie in uno stato molto avanzato di sperimentazione ma ancora non si hanno esempi concreti di sfruttamento su scala industriale. L'Europa è leader mondiale per questa tecnologia, testimoniato anche dal forte interesse nei programmi europei di investimento, e i maggiori investimenti nazionali provengono dai paesi che affacciano sull'oceano Atlantico. Le attuali installazioni si riferiscono a piccoli impianti la cui analisi sta fornendo dati per poter procedere alla fase successiva di installazione di unità di scala MegaWatt. La stima della capacità installata per la produzione da fonte marina a livello mondiale (2014) è di 0,54 GW [4]. La distribuzione per regione è riportata nella figura seguente.



Per quanto riguarda il continente europeo, la capacità installata in alcuni paesi è riportata nella tabella successiva [4].

Paese	MW installati	MW da progetti autorizzati
Inghilterra	3,73	40,0
Portogallo	0,7	-
Spagna	0,3	0,3
Belgio	-	20,0
Danimarca	-	0,1
Svezia	0,2	10,5
Norvegia	0,2	-

Nazionale

Lo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento dei moti ondosi in Italia è confrontabile con quello di paesi leader in campo mondiale. Nel nostro Paese vi è un crescente interesse attorno alle tecnologie per lo sfruttamento delle onde e delle correnti marine per la produzione di energia. Secondo il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN), ci si aspetta di raggiungere nel 2020 l'obiettivo di 3 MW di potenza installata [4]. L'energia del moto ondoso disponibile per la conversione in energia elettrica nel Mediterraneo è relativamente scarsa se paragonata con quella degli oceani. Paradossalmente, però, mareggiate d'intensità inferiore presentano il vantaggio di poter utilizzare tecnologie che negli oceani risulterebbero pressoché impraticabili.

Il potenziale energetico del moto ondoso nelle coste italiane è molto vario, presentando i suoi massimo valori nella costa occidentale della Sardegna (12 kW/m circa) e sud della Sicilia (5,5 kW/m circa) [5]. Nell'anno 2014 un'unica iniziativa, con capacità di generazione di 99 kW, è stata ammessa nel registro delle rinnovabili italiane da fonti marine [4].

Finora, le installazioni di dispositivi di generazione elettrica che sfruttano il moto ondoso e le correnti di marea in Italia sono state di tipo prototipale, in particolare ISWEC, REWEC3, e R115/H24, senza avere raggiunto ancora carattere di generazione consistente immessa in rete.

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

In campo internazionale, un numero limitato di tecnologie di punta hanno raggiunto un TRL 7-8. Il processo di sviluppo e di qualifica è in fase avanzata, mentre non è ancora stato raggiunto il definitivo take-up industriale.

Fra le tecnologie nello stato di sviluppo più avanzato si possono nominare: PB3 Power Buoy, Wavedragon, LIMPED, Pelamis Wave Power, Oyster, SeaGen, Verdant Power, Free Flow, Hammerfest Strom e Open Hydro.

La situazione è solo di poco indietro per le tecnologie sviluppate in ambito nazionale, con un TRL stimabile in 6-7, riconducibile ad alcune tecnologie molto promettenti che sono ancora in fase di sperimentazione pre-industriale in ambiente operativo rilevante (cioè in mare).

La tecnologia di tipo Point-Absorber sviluppata dal DICAM è allo stadio di sviluppo di laboratorio (TRL 3) e non esistono installazioni prototipali in mare. Analogamente, le applicazioni per lo sfruttamento dell'energia ondosa della tecnologia Reciprocating Linear Alternator (RLA) sono ancora in fase di analisi di laboratorio, mentre il WaveSAX sviluppato da RSE è arrivato alla prova del sistema di controllo e misura del PTO in vasca marina (TRL5).

■ RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia consente di trasformare l'energia presente nelle onde del mare in energia elettrica per alimentare i fabbisogni di comunità costiere e sistemi elettrici nazionali.

A questo scopo è integrabile con:

- Fotovoltaico – alcuni pannelli fotovoltaici sono stati installati sopra il sistema per verificare il funzionamento di tali tecnologie offshore. Questo garantirebbe il risparmio di vaste aree di territorio emerso
- Piattaforme offshore – sistema integrabile per l'ottimizzazione dello sfruttamento dello spazio marino di rispetto impiegato da tali infrastrutture. Oltre a poter fornire loro energia, il sistema è anche in grado di massimizzare la produzione elettrica specifica per area occupata
- Eolico offshore – in modo simile alle piattaforme offshore, alcune tipologie di sistemi per energia dalle onde possono essere integrati efficacemente all'interno di parchi eolici offshore, massimizzando lo sfruttamento di aree marine adibite alla produzione di energia
- Smart grid – tecnologie come la ISWEC si integrano molto bene con altre fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, etc.) all'interno di reti intelligenti. Un progetto è terminato nel Dicembre 2015 presso l'isola di Pantelleria (EU-FP7 SINGULAR. (Partecipanti: ENEA, Politecnico di Torino, WaveforEnergy)
- Sistemi di accumulo di energia.

Alcuni modelli di controllo dinamico di sistemi combinati (onde e correnti) sono attualmente in fase di studio, in modo da facilitare l'integrazione con le reti elettriche [8].

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Dal punto di vista economico/occupazionale, la tecnologia può avere un forte impatto in ambito industriale in vari settori tra i quali:

- meccanica, per la costruzione dei meccanismi di conversione dell'energia ondosa in energia meccanica, per i sistemi di stabilizzazione ed ormeggio
- elettrica, per la componentistica dei sistemi di conversione da energia meccanica in energia elettrica e per la connessione alla rete elettrica nazionale
- elettronica, per i sistemi di controllo dei flussi energetici tra dispositivo e rete elettrica.

In questi settori esistono piccole e medie aziende italiane leader in campo internazionale che possono trarre beneficio dal nascente settore dell'energia dal mare. Un altro aspetto è l'impatto, non secondario, legato alle attività di supporto alla installazione, operazione, manutenzione dei dispositivi in mare. Si tratta di una filiera industriale che coinvolge in prima misura la cantieristica navale e le compagnie armatoriali che forniscono navi da lavoro per il supporto logistico alle strutture in mare.

La disponibilità di energia pulita e rinnovabile da fonte marina in aree costiere remote e nelle isole potrà avere un notevole effetto per lo sviluppo delle economie locali, con la creazione di nuovi posti di lavoro per l'installazione e la manutenzione dei sistemi. È prevedibile anche un miglioramento della qualità della vita delle popolazioni locali e del surplus legato ai flussi turistici stagionali, si pensi per esempio alla possibilità di rifornire di energia impianti locali di desalinizzazione dell'acqua per uso potabile.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Nello sfruttamento del moto ondoso, l'Italia può trarre vantaggio dal suo sviluppo costiero e dal fatto che l'impatto ambientale di questa tecnologia risulta inferiore a quello delle altre principali fonti rinnovabili terrestri già in uso nel paese. Come dimostrato da ENEA, il potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste italiane è molto vario, e presenta i suoi massimi valori lungo la costa occidentale della Sardegna (12 kW/m) e Nord-occidentale della Sicilia (7 kW/m) (Figura 1). Mentre la costa tirrenica e quella ligure presentano un interessante potenziale energetico (3-4 kW/m), quello della costa adriatica è invece più basso, in generale inferiore a 2 kW/m [11]. Questo fattore condiziona l'applicabilità di talune tecnologie soltanto nelle zone di maggiore potenziale (isole e costa di ponente) [2].

Data la numerosità dei porti italiani e la facilità con cui è possibile inserire un dispositivo REWEC o WaveSAX all'interno di una diga portuale, non si ravvisano ostacoli rilevanti per la diffusione della tecnologia. Si evidenzia che uno sviluppo avanzato delle tecnologie può condurre alla esportazione sui mercati esteri di unità prodotte in Italia creando un ottimo sistema di indotto.

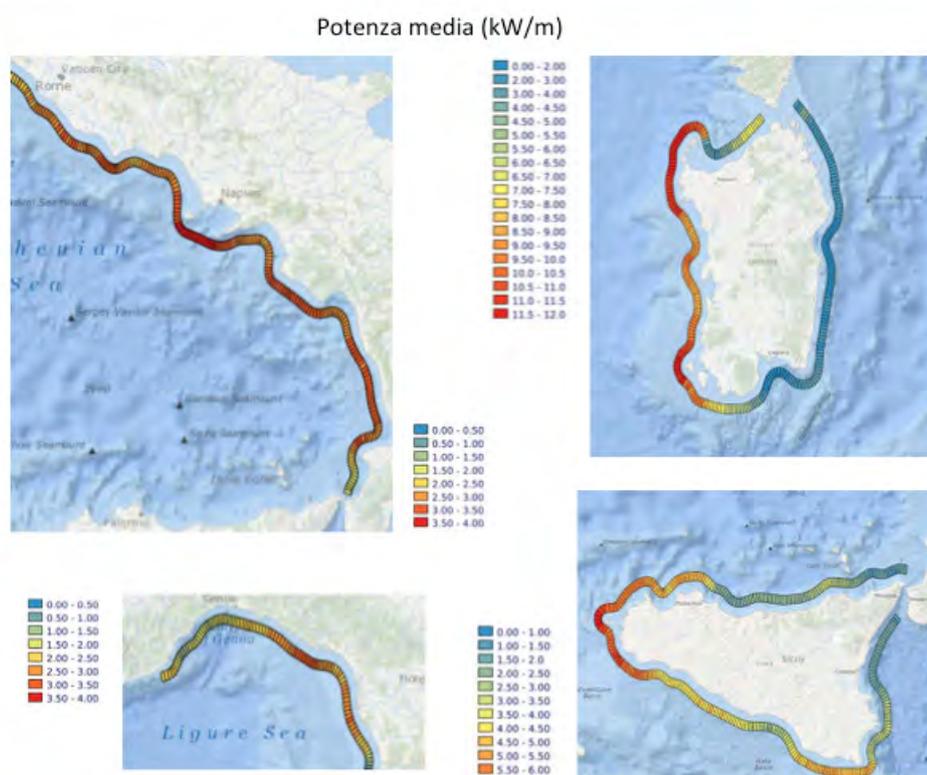


Figura 1 Potenziale energetico del moto ondoso nelle coste italiane

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Le tecnologie che sfruttano l'energia del moto ondoso hanno il pregio di non interferire con le altre attività produttive che insistono sulla fascia costiera del territorio nazionale, quali l'industria ittica e il turismo. Sono caratterizzate da uno scarso uso del suolo e da un limitato impatto visivo e ambientale, siano esse strutture offshore delocalizzate in mare e in gran parte immerse, che tecnologie che si appoggiano a strutture costiere quali ad esempio le dighe foranee.

Queste tecnologie sono applicabili con successo in aree costiere remote e nelle piccole isole, riducendo in questo modo la necessità di termogeneratori locali alimentati a combustibili fossili.

La tecnologia ISWEC, di cui un prototipo è già in fase di sperimentazione in mare, non contiene liquidi pericolosi, non emette rumore né radiazioni elettromagnetiche; l'impianto è mobile e nessuna parte meccanica in movimento è immersa in acqua minimizzando da un lato l'usura del dispositivo e, dall'altro, il rischio di spillamenti in acqua; la manutenzione è semplice grazie al diretto accesso alle apparecchiature e il sistema di ormeggio ha un impatto sul fondale quasi nullo. L'impatto visivo è ridotto al minimo grazie alla galleggiabilità a pelo d'acqua. Similmente, anche le tecnologie con installazioni costiere presentano un basso impatto ambientale. Ad esempio, la tecnologia REWEC3 "trasforma" una diga portuale da infrastruttura "passiva" a infrastruttura "attiva", in grado di produrre energia elettrica dalle onde di mare.

Emissioni CO₂/MWh

I dati riferiti alla tecnologia ISWEC di tipo mediterraneo dimostrano sulla base degli studi e sperimentazioni finora condotte emissioni di CO₂ pari a 170 kg/MWh.

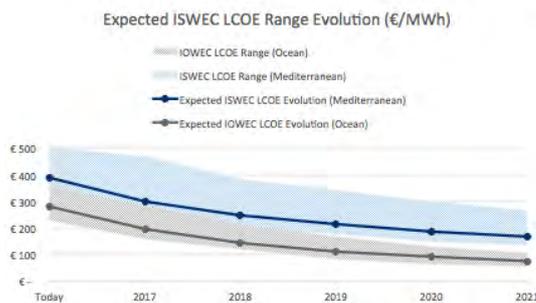
Emissioni CO₂/MWh evitate

Il fattore di italiano di conversione per la rete nazionale, pubblicato nel rapporto ambientale ENEL 2009, è pari a 440 kg/MWh. Utilizzando il dato di emissioni di CO₂ di un dispositivo ISWEC, pari a 170 kg/MWh, si ricava che le emissioni nette di CO₂ evitate sono pari a 270 kg/MWh. Un sistema ISWEC da 100 kW porterebbe quindi ad un risparmio netto di 68 ton annue di CO₂.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza di un sistema di generazione dal moto ondoso dipende dalla specifica tecnologia adottata, mentre la vita produttiva per una installazione viene generalmente stimata tra 15 e 20 anni.

I dati che seguono sono riferiti alla tecnologia ISWEC sulla base degli studi e sperimentazioni finora condotte. Il sistema presenta un fattore di efficienza (capacity factor) compreso tra 25%-45%. La vita utile del sistema è pari a minimo 20 anni. Nell'immagine, si evidenzia il costo dell'energia stimato prodotta dal sistema, nella sua versione Mediterranea e Oceanica. Per arrivare ai livelli obiettivo di grid parity saranno necessari forti investimenti e ulteriori sviluppi della tecnologia.



PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Nel caso del dispositivo ISWEC in corso di sperimentazione al largo dell'isola di Pantelleria, il tempo di payback per raggiungere un rientro a regime per la tecnologia presentata è previsto in 7 anni per il prototipo adatto allo scenario Mediterraneo. La versione progettata per l'oceano ha un tempo di payback previsto di 5 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le attività di sperimentazioni sono condotte prevalentemente nell'Oceano Atlantico, dove il regime energetico è considerevolmente più intenso che in Mediterraneo; ciò non vuol dire che l'Italia e gli stati mediterranei siano destinati a restare fuori da questo settore, ma indica che le barriere tecnologiche e non-tecnologiche necessitano di maggiori sforzi di ricerca per essere abbattute.

I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia per la generazione di energia dalle onde sono:

- elevato CAPEX (investimento per capitale) iniziale dei sistemi che cominciano ad affacciarsi al mercato
- carenza di professionalità idonee per installazione e manutenzione. Supply chain in via di definizione e creazione
- presenza a livello nazionale di normative complesse per il processo di permitting e installazione dei sistemi
- forme incentivanti talvolta assenti o poco stabili (nuovo conto energia Italiano non ancora uscito, mancanza del disegno di legge per la produzione di energia nelle isole minori Italiane)
- per un pieno sviluppo è necessario incrementare gli investimenti, puntando su sistemi meritocratici di valutazione dei progetti (ad esempio coinvolgendo esperti internazionali nelle procedure di valutazione).

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Se confrontata con altre tecnologie più mature, il wave energy è ancora in pieno sviluppo, in una fase di transizione tra la ricerca e sviluppo e quella commerciale/industriale. I principali settori che ne possono beneficiare sono molteplici: nautico, elettrico come sistemi di estrazione e accumulo, integrazione con le smart grid, ITC e settore meccanico. Ma anche protezione e ricerca sugli impatti ambientali, monitoraggio e forecasting dei fenomeni meteorologici, fino al potenziamento delle infrastrutture atte alla gestione e manutenzione dei dispositivi. L'impatto sul PIL, sebbene modesto da un punto di vista di energia elettrica prodotta sul suolo nazionale (almeno nel breve periodo), può rivelarsi importante soprattutto nelle zone insulari. È prevedibile,

viste le attività attualmente in essere, la nascita di aziende con impatti di assoluta rilevanza per il PIL dell'intero paese oltre che per alcune aree regionali specifiche.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Con riferimento alla tecnologia ISWEC, è in via di sviluppo una macchina prototipale che sarà testata in acque oceaniche. Ad oggi, il sito considerato più interessante per il test risulta essere il Cile.

Questa tecnologia è molto promettente da un punto di vista di impatto sul PIL in modo diretto, e per le sue potenzialità di esportazione. Secondo previsioni della Commissione Europea, la risorsa delle onde del mare sulle coste europee è pari a 270 GW. L'importanza di questo numero è chiara se considerata all'attuale potenza installata in Europa 28, 954 GW, o quella nucleare, 123 GW.

La possibilità per l'Italia di entrare nel medio termine come paese esportatore di questa tecnologia è legata soprattutto allo sviluppo delle tecnologie presentate, alcune di queste di sviluppo prettamente italiano.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Il trasporto della tecnologia presso i siti di installazione designati può influenzare le emissioni di tale settore. Tuttavia, l'utilizzo della tecnologia può portare particolari vantaggi emissivi soprattutto lungo la rete costiera.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Utility: ENEL e TERNA per lo sfruttamento industriale e l'immissione dell'energia prodotta nella rete.

- ENEL Green Power, per lo sviluppo di nuove iniziative industriali per lo sfruttamento delle tecnologie
- Autorità Portuali: Civitavecchia e Salerno per la tecnologia REWEC3
- Amministrazioni locali: come il Comune di Pantelleria per la tecnologia ISWEC
- Marina Militare: la produzione di energia dal mare tramite sistemi ISWEC potrà diventare un asset importante per tale corpo militare
- ADSP - Autorità di sistema portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale: interessata all'implementazione del dispositivo WaveSAX
- Autoridad Portuaria de Valencia (Spagna), interessata all'implementazione del sistema WaveSAX.

Sviluppo della tecnologia

La lista di imprese nazionali coinvolte nelle tecnologie descritte include:

- Waveforenergy s.r.l.
- Waveenergy s.r.l.
- Grandi Lavori Fincosit S.p.A
- Impresa Pietro Cidonio S.p.A
- Umbra Cuscinetti S.p.A.
- FaggiolatiPumps S.p.A.
- 40SouthEnergy.

A queste vanno aggiunte le numerose industrie manifatturiere aventi rilevanza nella filiera già citate in relazione alle attuali attività prototipali, ma la lista è destinata ad allungarsi notevolmente nell'immediato futuro, coinvolgendo sia SME che grandi imprese. In particolare, le attività di sviluppo tecnologico coordinate da RSE coinvolgono sia il settore privato (ENEL Green Power, EPF Elettrotecnica e Persico Marine) sia quello scientifico (Universalità della Tuscia, Università La Sapienza di Roma e CNR-INSEAN).

Sono inoltre ad oggi coinvolti in collaborazione con Wave for Energy: ENEL, Siemens italia, SKF italia, National Instruments Italia, Comune di Pantelleria, Politecnico di Torino, ENEA e CNR.

ECCellenze in territorio nazionale

Il gruppo di ricerca operativo nel Natural Ocean Engineering Laboratory (NOEL – www.noel.unirc.it) dell'**Università Mediterranea di Reggio Calabria** è una eccellenza in campo internazionale, per lo studio delle onde di mare, e per lo sviluppo di Wave-energy converters. L'attività di ricerca presso il NOEL si svolge in collaborazione con ENEA (attività iniziata nel 2012, in corso); l'**Università La Sapienza di Roma** (progetto POSEIDONE, 2011-2014, concluso); la **Scuola Superiore S. Anna di Pisa** (in corso), oltre a centri internazionali. Il **Politecnico di Torino** e la società **Waveforenergy** (spin-off del Politecnico) hanno ideato e lavorano da anni alle particolari tecnologie del tipo "floating pitching wave energy converters", che, si basano su dispositivi flottanti, installati con ormeggio lasco al fondale marino. L'**Università di Bologna** - DICAM e il **Politecnico di Milano** collaborano allo sviluppo di un dispositivo di tipo assorbitore puntuale che trasforma l'energia meccanica contenuta nelle onde oceaniche in energia elettrica, con caratteristiche adatte ai mari con limitata densità di energia ondosa come il Mediterraneo. **Umbra group** svolge attività per lo sviluppo e realizzazione di generatori per la conversione di moti lineari in energia elettrica.

Le attività di studio per estendere questa tecnologia allo sfruttamento dell'energia delle onde, del vento e delle correnti marine viene portata avanti in collaborazione con la società SeaPower Scarl e con la **Università degli studi dell'Aquila** e l'**Università Federico II di Napoli**. **Faggiolati Pumps, S.p.A.** si occupa dello sviluppo e messa a punto di turbine di tipo Wells da impiegare nelle unità REWEC3 progettate per il porto di Civitavecchia, nell'ambito della collaborazione con l'Università della Calabria. Il **Politecnico di Bari** studia sistemi di controllo del REWEC mentre **RSE** (Milano) si occupa di identificare il potenziale italiano, di fare misure in situ (onde e correnti) con la collaborazione dell'Università della Tuscia e dello sviluppo del dispositivo WaveSAX. Tra i centri di ricerca nazionali, **ENEA** e alcuni istituti del **CNR** svolgono attività di rilevanza internazionale e conducono attività di supporto ad aziende nazionali ed estere interessate allo sviluppo delle tecnologie.

Le attività svolte riguardano settori complementari.

- **ENEA**: è impegnato nella caratterizzazione della risorsa energetica. In particolare, ha eseguito la valutazione della risorsa nel bacino Mediterraneo utilizzando modelli numerici per la simulazione del moto ondoso [11]. Tale valutazione può essere utilizzata per determinare i siti marini più promettenti per l'installazione dei dispositivi. Effettua inoltre previsioni dell'energia ondosa ad alta risoluzione spaziale con una catena di modelli numerici per il supporto operativo alla gestione dei dispositivi già installati lungo le coste italiane [16]
- **CNR**: presenta diverse attività: si occupa dello sviluppo e la messa a punto di tecniche e strumenti per la progettazione dei sistemi di generazione e conversione dell'energia marina (in particolare, modelli computazionali sviluppati in sede e la sperimentazione di modelli in scala dei dispositivi); della modellazione e sperimentazione delle componenti elettriche dei sistemi di conversione dell'energia e dello sviluppo delle strategie di controllo dei flussi di energia dalla macchina verso la rete elettrica; dell'analisi di impatto ambientale e delle problematiche connesse alle installazioni delle macchine in ambiente marino. Di particolare rilevanza gli impianti di prova (bacini di rimorchio e canali di circolazione) tra i più importanti al mondo per queste applicazioni.
- **RSE**: ha effettuato studi sulla disponibilità delle risorse da onde e correnti per la produzione di energia elettrica lungo le coste italiane. I risultati sono consultabili tramite i WebGIS MAREENERGY (<http://map.rse-web.it/mares/map.phtml>) e TRITONE (<http://map.rse-web.it/tritone/map.phtml>) che è uno strumento più ampio dedicato alla gestione integrata delle aree marine e costiere in relazione allo sviluppo delle rinnovabili offshore. Inoltre, RSE ha inventato e sta sviluppando il dispositivo WaveSAX, con la collaborazione di enti privati italiani e centri di ricerca europei di eccellenza [6] e [7].

BEST PRACTICES

Ambito Internazionale:

Le tecnologie per lo sfruttamento dell'energia delle onde sono caratterizzate dalla attuale mancanza di standard. Esiste una varietà enorme di dispositivi ed è impossibile fornire una casistica esauriente. Si segnalano solo alcuni esempi relativi alle tecnologie più lungamente sperimentate:

- **PELAMIS**: sviluppato in Inghilterra, consiste in cilindri oscillanti il cui moto aziona dei motori idraulici. Il primo dispositivo di larga scala al mondo che sia stato connesso alla rete elettrica (2001). Testato a lungo in Portogallo e successivamente presso gli impianti EMEC, alle isole Orcadi, Scozia. Il progetto è al momento bloccato. <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>
- **OYSTER**: un sistema a profili oscillanti fissati al fondo marino in zone con bassi fondali. Un sistema idraulico pompa acqua ad alta pressione in una condotta che raggiunge una cabina a riva dove si trovano le turbine di trasformazione. Test di validazione a partire dal 2005, tuttora in corso (società Aquamarine). <http://www.aquamarinepower.com/>
- **WAVE DRAGON**: tecnologia di tipo overtopping device sviluppata in Danimarca, uno tra i primi esempi di sistema d'alto mare per la produzione dalle onde. Una lunga fase di sperimentazione per ora interrotta. <http://www.wavedragon.net/>
- **PICO PLANT**: del tipo a colonna d'acqua oscillante (OWC) alle isole Azorre, Portogallo, E' stato un impianto pionieristico, la cui sperimentazione partì nel 1999, ma con difficoltà operative. Di recente è stato trasformato in una stazione di prova usata per ricerca. www.pico-owc.net/

Ambito nazionale:

- A partire dall'Agosto 2015 un impianto da 100 kW **ISWEC 100** è stato installato al largo di Pantelleria. Il dispositivo è cablato e collegato alla rete, e i dati sperimentali vengono raccolti grazie a un opportuno sistema di acquisizione dati presente a bordo. Il dispositivo è sotto test, ma presenta già allo stato attuale delle ottime potenzialità in termini prestazionali. Una variante di questo dispositivo, chiamato **PEWEC** ((Pendulum Wave Energy Converter), è stato realizzato dall'ENEA in scala 1:12. I test di produttività sono stati condotti presso la vasca navale del CNR.
- Un primo prototipo di diga di tipo **U-OWC REWEC3** è stato inserito nell'ambito dei lavori di ampliamento del Porto di Civitavecchia. L'opera co-finanziata nell'ambito di un progetto europeo di tipo TEN-T con Autorità Portuale di Civitavecchia e Università Mediterranea, prevede la costruzione di 17 cassoni portuali ciascuno lungo 33,94 metri. Il primo cassone è già operativo, con turbina già installata. La progettazione e il monitoraggio sono supervisionate dalla società Wavenergy.it s.r.l. Spin-Off dell'Università Mediterranea di Reggio Calabria. Potenzialmente, a Civitavecchia potranno essere installate turbine per 2.72MW. Un secondo impianto da 1MW sarà realizzato a Salerno, nel Porto Commerciale (progetto dell'Autorità

Portuale di Salerno). Il monitoraggio, in corso di esecuzione su due celle attive dell'impianto, ha dimostrato che nel sistema si riesce a raggiungere la risonanza naturale. Negli impianti convenzionali questa situazione viene raggiunta solo in particolari condizioni e con l'ausilio di complicati sistemi. Il REWEC3 ha dato risultati notevoli anche come convertitore trasformando per più del 70% l'energia delle onde.

- **R115/H24**: avviata la sperimentazione al largo delle coste toscane di un prototipo con potenza nominale di 150 kW. Studi condotti finora fanno prevedere una efficienza energetica del 20-35% nei mari italiani.
- **RLA**: considerato come generatore di energia generico è stato qualificato, sia nelle sotto-componenti che nell'insieme completo. Per questo motivo il TRL raggiunto è pari a 8. Considerando l'uso come generatore di energia dal mare, l'intero dispositivo è stato testato in laboratorio e in vasca con ottimi risultati, sia riguardo l'efficienza che l'affidabilità del sistema.
- **WaveSAX**: il dispositivo WaveSAX sviluppato da RSE, del tipo OWC (Oscillating Water Column), permette all'acqua marina di oscillare verticalmente all'interno di una condotta, con pressione e velocità ottimali da fare girare una turbina idraulica collegata ad un generatore elettrico. Il dispositivo WaveSAX è stato concepito per essere installato in strutture marittime costiere, ad esempio moli portuali, barriere di protezione, ecc., nelle condizioni dei moti marini del Mediterraneo [5] e [11]. Il WaveSAX, in scala 1:5, è stato testato nel laboratorio del ECN (Nantes, Francia) e presso il CNR INSEAN (Roma) ed è in programma l'installazione di un prototipo nell'antimurale del Porto di Civitavecchia [6].

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Rapporto 2014 del Comitato Specialistico su Energia dal Mare dell'International Towing Tank Conference (ITTC)
- [2] M. Seed, D. Langston: "Wave Energy – Towards Commercialisation" – 3rd International Conference on Ocean Energy ICOE 2010
- [3] D. Vicinanza, L. Margheritini, J.P. Kofoed, M Buccinno.: "The SSG Wave energy Converter: Performance, Status and Recent Developments", Journal Energies n. ISSN 1996-1073 (2012)
- [4] Rapporto Annuale IEA-OES, (2014)
- [5] M. Peviani. F.Carli.: "Mappa del potenziale energetico dal moto ondoso nelle coste italiane" (Rapporto RSE n. 11000809) 2011
- [6] Agate G. , Amicarelli A. Danelli A., Peviani M. : "Analisi fluidodinamica di un prototipo per la conversione di energia da moto ondoso: ottimizzazione della componente fissa e stime preliminari di potenza assorbita con la girante (Rapporto RSE n. 14001669) 2014
- [7] Peviani M., Danelli A., Agate G., Bourdier S.: "WAVESAX RSE2, addressed to test an innovative device to transform wave power into electric energy in ports and harbours" (MARINET - Infrastructure Access Report-) 2015
- [8] Mollaghan D. et al.: "Generic Dynamic Modelling for Grid Integration of Ocean Energy Devices". 3rd International Conference on Ocean Energy (Bilbao, Spain) 2010
- [9] A Douglas, G P Harrison, J P Chick, 2004, Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine, Department of Engineering and Electronics, University of Edinburgh, Edinburgh, UK;
- [10] European Ocean Energy – Industry Vision Paper, 2013
- [11] L. Libert, A. Carillo and G. Sannino: "Wave energy resource assessment in the Mediterranean, the Italian perspective" Ren. En. 50 (2013) pp. 938-949
- [12] D. Magagna , A. Uihlein - Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives, International Journal of Marine Energy, pp. 84-104 no. September 2015 vol. 11
- [13] B. Zanuttigh, E. Angelelli -ENEA – Ricerca Sistema Elettrico - Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento della energia marina dai mari italiani, Report RdS/2011/72
- [14] International Energy Agency – World Energy Outlook 2015
- [15] Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI)– Ocean Energy Roadmap, <http://www.seai.ie>
- [16] A. Carillo, G. Sannino and E. Lombardi: "Wave energy potential: A forecasting system for the Mediterranean basin". Speciale ENEA - EAI II-2015 Ocean energy: ongoing research in Italy

DESCRIZIONE TECNICA

Le tecnologie idroelettriche si utilizzano sia per la produzione di energia elettrica che per il suo accumulo. Nelle centrali idroelettriche viene sfruttata l'energia potenziale dell'acqua ricavata dalla differenza di altitudine tra il corso d'acqua e le turbine, che viene trasformata per mezzo della turbina in energia meccanica e quindi in energia elettrica, mediante un generatore.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono utilizzati per l'accumulo di energia e sono caratterizzati da due possibili fasi giornaliere: una di produzione, l'altra di pompaggio. Durante i periodi "off-peak" si utilizza l'energia a basso costo fornita dalla rete per pompare, con gruppi di pompaggio separati o con le medesime turbine idroelettriche, in questo caso reversibili, l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore. In presenza di picchi di domanda, l'acqua viene rilasciata attraverso le turbine per produrre energia collocabile sul mercato a prezzi elevati, mentre il pompaggio avviene quando i prezzi sono minori.

La potenza elettrica prodotta è proporzionale al "salto geodetico", cioè al dislivello tra i due punti a monte e a valle della turbina, e alla portata del corso d'acqua. Gli impianti sono costruiti al fine di modulare la portata, massimizzando il dislivello [1]. Le possibilità di produrre energia idroelettrica varia nel tempo in funzione della piovosità e delle portate.

Gli impianti idroelettrici si suddividono in grandi impianti (o più semplicemente idroelettrici) e in impianti idroelettrici minori (mini-idroelettrico o SHP); la suddivisione avviene in base alla potenza installata nell'impianto:

con SHP, o Small Hydro Power, si indicano le centrali idroelettriche con potenza P (generata dalla centrale in condizioni normali) inferiore a 10 MW e classificate come [2]:

- Micro centrali idroelettriche $P < 100 \text{ kW}$
- Mini centrali idroelettriche $P < 1 \text{ MW}$
- Piccole centrali idroelettriche $P < 10 \text{ MW}$

Gli impianti idroelettrici possono anche essere definiti per tipologia, come:

- impianti ad acqua fluente; hanno una capacità di regolazione degli afflussi piuttosto limitata, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua.
- impianti a deflusso regolato (a bacino/serbatoio); sono provvisti di una capacità d'invaso alla presa del corso d'acqua atta a modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale posta al piede di una diga.
- impianti a bacino, raccolgono le acque del bacino imbrifero attraverso un sistema di adduzione composto da canali e/o tubazioni in pressione che vengono convogliate alla vasca di carico e da qui alla centrale.
- impianti inseriti in un canale o in una condotta per approvvigionamento idrico; l'acqua potabile di una rete acquedottistica urbana è addotta da un serbatoio di testa mediante condotte in pressione.
- impianti di accumulo mediante pompaggio; sono impianti con tutte le caratteristiche degli impianti tradizionali che ricavano la disponibilità d'acqua nel serbatoio superiore anche mediante sollevamento elettromeccanico realizzato con pompe.

È stato conservativamente stimato che solo un terzo della capacità totale idroelettrica nel mondo è attualmente sfruttata [3]. Alla fine del 2011, oltre 160 paesi avevano capacità di produzione mediante risorse idroelettriche, con una potenza installata di 936 GW e 11.000 impianti.

Il nostro paese, insieme a Svizzera e Austria, vanta una grande tradizione nel pompaggio idroelettrico, avendo realizzato il primo impianto di questo tipo già nel 1890 [4-5].

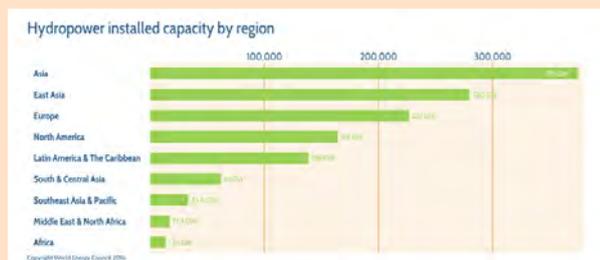
Negli ultimi anni, dopo la liberalizzazione del mercato, il crescente interesse per le fonti di energia rinnovabili ha risvegliato l'attenzione verso questi sistemi, quale tecnologia matura per l'accumulo di grande taglia, ideale per sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili aleatorie e di fornire stabilità e sicurezza alla rete elettrica [6].

La sensibilità verso l'impatto ambientale e paesaggistico di tali opere sta portando le ricerche a ipotizzare nuove configurazioni, ad esempio il pompaggio marino, dove l'invaso inferiore è costituito dal mare, o il pompaggio sotterraneo con uno o tutti e due invasi completamente in caverna, a centinaia di metri sotto terra [7-11].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel mondo, i paesi con la maggiore potenza idroelettrica installata risultano in valori assoluti Cina, Brasile, Canada e Stati Uniti [3]. Il seguente grafico illustra la potenza idroelettrica installata nelle diverse aree continentali alla fine del 2015:



In Europa, alla fine del 2015, il paese con maggiore capacità installata risultava la Francia con 25.4 GW, seguita da Spagna con 18.6 GW [3] e Italia con 18.5 GW [16].

La Norvegia ha una produzione di energia idroelettrica preponderante, se confrontata con la domanda nazionale di energia elettrica (98% di copertura idroelettrica).

La maggiore penetrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico europeo porterà ad un aumento della domanda in Europa per le soluzioni accumulo energetico tra cui anche il pompaggio idroelettrico [12]. L'attuale potenza installata di pompaggio in Europa è di circa 42.6 GW [13]. Alcune stime indicano che più di 60 nuovi impianti di pompaggio per una potenza complessiva di circa 27 GW verranno costruiti in Europa entro il 2020 [12].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Le tecnologie idroelettriche (compreso il pompaggio per l'accumulo meccanico di grosse quantità di energia) si trovano nella fase di commercializzazione.

L'energia idroelettrica è una fonte di energia rinnovabile matura a costi competitivi che svolge un ruolo chiave nel mix energetico attuale.

Negli ultimi anni vengono operate azioni di "retrofitting" nei sistemi di pompaggio per consentire un incremento di qualche punto percentuale nell'efficienza globale, mediante la sostituzione dei macchinari (a giri variabili) o altre parti strutturali [14].

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Le tecnologie di produzione energetica tramite idroelettrico possono sfruttare qualsiasi dislivello tra invasi:

- Torrenti e fiumi naturali (in alcuni casi in conflitto con gli altri usi dell'acqua, quali potabile o irriguo)
- Canali irrigui e di bonifica (bassi salti con basso impatto paesaggistico sulla risorsa)
- Acquedotti ad uso potabile (minimo o nullo impatto ambientale)
- Acque reflue e scarichi industriali
- DMV (Deflusso Minimo Vitale)

Per l'accumulo energetico è possibile utilizzare le tecnologie di pompaggio in sinergia con energie rinnovabili non programmabili, quali l'eolico, fotovoltaico, marino e idroelettrico ad acqua fluente [23-25].

Nazionale

Prima del boom delle rinnovabili non convenzionali, quali il solare, l'eolico e le bioenergie, la produzione di energia idroelettrica rappresentava la più importante forma di energia rinnovabile in Italia con circa il 70% di contributo. Secondo le ultime stime GSE [15], l'idroelettrico costituisce il 42% della produzione di energie rinnovabili e il 36% della potenza installata.

La seguente tabella illustra lo stato di avanzamento relativo all'idroelettrico fino all'anno 2015 [16].

Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
P ≤ 1 MW	2.536	723	2.556
1 MW < P ≤ 10 MW	854	2.575	8.308
P > 10 MW	303	15.245	34.673
Totale	3.693	18.543	45.537

Escludendo gli impianti di pompaggio puro, alla fine del 2015 risultano in esercizio in Italia 3.693 impianti idroelettrici. La maggior parte di questi è di piccole dimensioni, con potenza complessiva inferiore a 1 MW.

Dei 18.543 MW installati in Italia alla fine del 2015, la grande maggioranza si riferisce a impianti con potenza maggiore di 10 MW.

Il 76% dell'elettricità generata dagli impianti idroelettrici (34.673 GWh) è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 18% (8.308 GWh) da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 6% (2.556 GWh) da impianti di piccola dimensione, inferiore a 1 MW.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico in Italia hanno una lunga tradizione, essendo il paese di Europa con la maggiore capacità installata. Secondo gli ultimi rapporti di TERNA [17], la capacità attuale di pompaggio idroelettrico è di 7.7 GW, dei quali circa 4 GW di pompaggio puro. Vi sono 15 impianti di pompaggio principali in Italia, tra i più importanti Ronco Valgrande, Edolo, Presenzano e Entracque con circa 1000 MW di potenza installata ciascuno.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I settori più interessati allo sviluppo delle tecnologie idroelettriche sono:

- Costruzioni
- Servizi di approvvigionamento idrico (irriguo, potabile, industriale)
- Turistico-ricreativo

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Accanto alla produzione dei grandi impianti ha preso piede da 30 anni, grazie a specifiche leggi e misure incentivanti, l'utilizzo del mini-idroelettrico, ossia gli impianti di potenza inferiore ai 10 MW. La possibilità di un recupero delle potenzialità dell'idroelettrico minore non ancora esplorate si fonda essenzialmente sulle effettive situazioni idrologiche, sulle sinergie con altri settori affini come i sistemi acquedottistici, le reti di irrigazione e bonifica, i processi industriali, la gestione e sviluppo delle opere di salvaguardia dei flussi idrici (briglie, traverse, ecc.).

Gli aspetti legati all'impatto ambientale e lo sfruttamento già in atto dei principali corsi d'acqua rendono molto limitata la possibilità di realizzare nuovi impianti di grande taglia. Quindi, le attuali condizioni di mercato trovano oggi diversi motivi per una rivitalizzazione dei settori del micro, mini e piccolo idroelettrico.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Interventi antropici, quali la costruzione di sbarramenti, traverse, sponde artificiali, ma anche la regolazione e la riduzione delle portate, possono comportare l'alterazione dell'ecologia del fiume, anche in tratti non direttamente soggetti a tali azioni, sia a valle che a monte dello sbarramento. A valle dello sbarramento l'esercizio dell'impianto può comportare variazioni repentine di portata (denominate hydropeaking) sia nell'alveo sotteso che a valle della restituzione. La messa in asciutta improvvisa di aree bagnate, così come l'improvviso innalzamento della portata, può ridurre la capacità di sopravvivenza dei pesci, in particolare degli stadi vitali con minori capacità di reazione.

Una prescrizione nazionale per il mantenimento di situazioni ambientali accettabili lungo il corso d'acqua è quella del Deflusso Minimo Vitale (DMV). A livello italiano non esiste ancora un riferimento normativo unico che lo quantifichi, ma molte Regioni italiane e Autorità di Bacino hanno legiferato in tal senso[27].

Gli effetti nel tratto fluviale a monte dello sbarramento sono legati alla creazione di habitat poco diversificato, reso uniforme dal rallentamento della corrente, e conseguente riduzione della biodiversità.

Per quanto riguarda l'interruzione fisica della continuità fluviale, la presenza di sbarramenti e traverse costituisce un elemento di impedimento dei movimenti della fauna ittica, che vengono compiuti per la ricerca di: rifugi e nuovi territori, nutrimento, aree idonee alla riproduzione, migliori condizioni chimico-fisiche (in relazione alla variazione, anche stagionale, della qualità dell'acqua).

In sintesi i diversi effetti che possono essere determinati sul corpo idrico fluviale dalla realizzazione di una derivazione d'acqua sono [28]:

- Effetti a valle legati alla regolazione della portata
 - riduzione dell'habitat disponibile complessivo
 - riduzione della varietà di habitat e della biodiversità
 - evoluzione indesiderata della vegetazione (nell'alveo messo in asciutta)
 - interruzione della continuità idraulica
 - variazioni repentine di portata (hydropeaking)
- Effetti a monte legati alla regolazione delle portate (effetto diga)
 - riduzione della varietà di habitat e della biodiversità
- Interruzione fisica della continuità fluviale
 - alterazione del trasporto monte-valle di nutrienti e organismi
 - alterazione del trasporto torbido
 - impedimento delle migrazioni della fauna ittica

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni prodotte sono direttamente riconducibili a quelle connesse alla costruzione degli invasi.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento di una turbina idraulica-generatore si attesta attorno a 0,8-0,85 con una vita utile tra 40 e 80 anni. La tecnologia di pompaggio è avanzata in modo significativo dalla sua introduzione originale e ora raggiunge una maggiore efficienza con le moderne pompa-turbine reversibili a velocità variabili, così come sono migliorati i metodi di costruzione in galleria e la capacità di progettazione. Nel complesso, l'efficienza del ciclo di pompaggio/generazione è aumentata di ben il 5% negli ultimi 25 anni, raggiungendo valori superiori all'80% (MWH, 2009) [29]. I tempi di vita tecnica degli impianti di pompaggio sono quelli tipici degli impianti idroelettrici tradizionali (40-80 anni).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il capital cost e l'LCOE sono fortemente dipendenti dalla dimensione dell'impianto, in particolare [31]:

- per impianti ≥ 20 MW, il CC è compreso tra 650 e 2300€/kW con un LCOE tra 2 e 7 c€/kWh
- per impianti ≤ 20 MW, il CC tra 650 e 3600€/kW con un LCOE compreso tra 3 e 21 c€/kWh.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli per lo sviluppo dell'idroelettrico riguardano barriere non tecnologiche, quali le procedure autorizzative e burocratiche. I regolamenti regionali e provinciali diventano progressivamente più restrittivi per consentire nuovi impianti idroelettrici, anche di piccola taglia, al di fuori di briglie esistenti.

Uno studio RSE ha evidenziato che con i prezzi del Mercato del Giorno Prima attesi per il 2020 l'impianto di pompaggio marino analizzato non sarebbe sostenibile dal punto di vista economico, nonostante i costi di costruzione per unità di potenza (< 1 M€/MW) siano notevolmente più contenuti rispetto alle tecnologie concorrenti [30]. Per contro i benefici apportati al sistema elettrico derivanti dall'eventuale realizzazione di questo tipo di impianti, sia in termini di capacità di accumulo che di quantità di energia FER integrabili in rete, sarebbero decisamente rilevanti [7]. Il contributo necessario per avere un rischio finanziario nullo, stimato minore di 2.6 €cent per ogni kWh scambiato con la rete, rappresenta un valore alquanto accettabile e inferiore al beneficio indiretto prodotto sull'intero sistema elettrico italiano [9].

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

A beneficio della riduzione del costo di fabbricazione e installazione, le prospettive tecnologiche di R&S mirano a semplificare la struttura meccanica della macchina, realizzare in lamiera saldata le casse tradizionalmente fuse, produrre le pale in lamiera calandrata eliminando ove possibile la doppia curvatura caratteristica tipica di tutte le turbine classiche e semplificare la configurazione dei distributori. Accorgimenti di questo tipo stanno dando origine a macchinari piccoli ed economici, accreditati di rendimento accettabile [27]. Ai fini dell'impatto ambientale, la tecnologia dovrebbe spostarsi verso strutture meglio inserite nel paesaggio e con il minore impatto per la fauna ittica, rispettando gli usi alternativi dell'acqua nei tratti fluviali di interesse.

Altri recenti obiettivi sono l'aumento di qualche punto percentuale di efficienza e il miglioramento della flessibilità operativa mediante l'utilizzo di turbine a giri variabili e tecnologia dei materiali. Tale flessibilità viene indirizzata alla fornitura di servizi ancillari di rete con una risposta rapida ed efficiente di fronte alle richieste di rete, in particolare mediante la combinazione con il pompaggio idroelettrico.

Altro aspetto di sviluppo futuro è quello relativo all'uso ottimizzato dell'acqua: la gestione ottimale dei grandi invasi è cruciale per l'incremento della remunerazione dei produttori. La ricerca è in questo caso indirizzata verso la produzione di modelli matematici sofisticati per la gestione degli impianti e di supporto alle decisioni [32].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'industria italiana per la costruzione di impianti idroelettrici è stata da molti anni riconosciuta nel mondo, con realtà aziendali quali ad esempio Ansaldo Energia, ATB Riva-Calzoni e Impregilo.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Considerando la potenza installata nel territorio italiano, i maggiori attori produttori di idroelettrica sono i seguenti:

- Enel S.p.A.
- Edison S.p.A.
- Sorgenia S.p.A.
- EniPower S.p.A.
- A2A S.p.A.[1]
- Edipower S.p.A.
- EGL Italia S.p.A.
- Tirreno Power S.p.A.
- ErgoSud
- EP Produzione C.le Livorno Ferraris S.p.A.

Gli impianti di pompaggio italiani appartengono per il 90% ad Enel [26].

Sviluppo della tecnologia

- Imprese di costruzioni: Impregilo, Salini, Trevi, Astaldi, D'Apollonia, Piacentini, Edileurope S.r.l., (e molte altre)
- Società d'ingegneria: Electroconsult, Studio Marcello, Studio Pietrangeli, Studio Tre, Sembenelli, Frosio S.r.l., Studio Beta, Techydro S.r.l., Frendy Energy S.p.A., Hydropol Italia, ecc.
- Industria elettromeccanica: Ansaldo Energia, ATB Riva-Calzoni, AC – Elektronik, IREM S.p.A., SP Electric S.r.l, Turbinenbau Troyer S.r.l., Beltrame CSE, E++ S.r.l., ESPE S.r.l., Tamanini Hydro S.r.l., Tschurtschenthaler Turbinenbau, Zeco di Zerbaro & Costa. S.r.l, Energ Tech S.r.l.

ECCellenze in territorio nazionale

Ansaldo Energia, ATB Riva-Calzoni, Impregilo, Università di Padova, Dipartimento di ingegneria meccanica, e RSE che effettua studi di impianti di pompaggio innovativi.

BEST PRACTICES

I grandi impianti idroelettrici ad invaso esistono in Italia da decenni. Il nuovo sviluppo di tali impianti è attualmente riscontrabile solo all'estero, in particolare in Oriente e in Sudamerica.

I 10 impianti idroelettrici più potenti al mondo sono i seguenti:

n	Nome	Paese	Potenza (MW)	Anni di completamento
1	Three Gorges Dam	China	22,500	2008
2	Itaipu Dam	Brazil	14,000	1984/1991, 2003
		Paraguay		
3	Xiluodu	China	13,860[8]	2014
4	Guri	Venezuela	10,235	1978, 1986
5	Tucuruí	Brazil	8,370	1984
6	Grand Coulee	United States	6,809	1942/1950, 1973, 1975/1980, 1984/1985
7	Xiangjiaba	China	6,448	2014
8	Longtan Dam	China	6,426	2007/2009
9	Sayano–Shushenskaya	Russia	6,400	1985/1989, 2010/2014
10	Krasnoyarsk	Russia	6,000	1972

I 10 impianti idroelettrici di maggiore potenza attualmente in costruzione sono invece:

n	Nome	Paese	Potenza (MW)	Anno di completamento
1	Belo Monte	Brazil	11,233	2019
2	Baihetan	China	16,000	2021
3	Shuangjiangkou	China	2,000	2018
4	Subansiri	India	2,000	2018
5	Tocoma	Venezuela	2,160	2016
6	Maerdang	China	2,200	2016
7	Ituango	Colombia	2,400	2018
8	Changheba	China	2,600	2016
9	Dagangshan	China	2,600	2016
10	Guanyinyan	China	3,000	2016

Nel caso di potenze di macchinario contenute, l'esperienza e l'affinità con la fonte energetica, maturate con i medi e grandi impianti, consentono di semplificare i disegni delle micro e miniturbine a vantaggio della riduzione dei costi. Le prospettive tecnologiche di R&D mirano a semplificare la struttura meccanica della macchina.

Un grande interesse stanno riscuotendo i nuovi impianti con turbine a bulbo sommerso per applicazioni di mini idro a bassissimo impatto visivo (Centrale idroelettrica di Paulo sul canale Muzza, MI). La turbina a bulbo è una turbina a reazione di derivazione Kaplan, con il generatore e il moltiplicatore contenuti in una cassa impermeabile, a forma di bulbo, immersa in acqua. Nel bulbo sono installati sia la turbina che il generatore

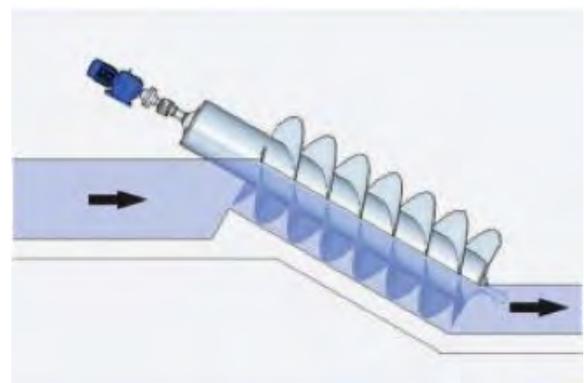
(tipicamente a magneti permanenti). Questa soluzione garantisce l'assenza di rumore esterno poiché il bulbo è interamente sommerso e non necessita di un edificio di grandi dimensioni, riducendo al minimo l'impatto visivo dell'opera.

Di particolare rilievo è il cosiddetto Very Low Head (VLH), impianto adatto allo sfruttamento di salti bassissimi a costi vantaggiosi, con un impatto paesaggistico molto ridotto. Presenta un sistema di ancoraggio ("effetto diga") che riduce al minimo le opere civili. Può produrre da un minimo di 100 kW fino ad un massimo di circa 500 kW con salti da 1.4 a 3.2 m e portate da 3 a 26 m³/s.

Altra tipologia molto applicata di convertitore idroelettrico è la "Vite idraulica o Coclea", con il principio della vite di Archimede in senso inverso: l'acqua viene fatta scendere all'interno delle camere dal livello



Impianto VLH Very Low Head



Schema di funzionamento della coclea idraulica + generatore accoppiato

più alto al livello più basso di solito con un movimento relativamente lento. La forza di gravità che in questo modo agisce sull'acqua esercita un momento torcente sull'albero di trasmissione.

L'energia prodotta dalla rotazione dell'albero della coclea viene trasmessa attraverso un moltiplicatore a cinghia ad un generatore, o direttamente al generatore utilizzando un inverter. Le potenze prodotte possono arrivare a valori considerevoli, ossia 500 kW, in funzione delle portate e del salto.

Altra tecnologia si basa sulle ruote d'acqua (mulini verticali): una delle più antiche macchine idrauliche che l'uomo conosca, già utilizzate fin dall'antichità.

L'efficienza e la potenza delle ruote idrauliche sono migliorate con lo sviluppo dell'ingegneria idraulica, con l'arrivo dei nuovi materiali, con i test di nuove forme in laboratorio.



Modello in laboratorio di una ruota di fianco, alla Queen's University di Belfast



Ruote idrauliche di recente fabbricazione per la produzione idroelettrica

Particolarmente interessanti sono i dispositivi per lo sfruttamento dei salti negli acquedotti a pressione. In questo caso gli impianti idroelettrici sostituiscono le strutture di laminazione utilizzate per ridurre l'eccessiva pressione dell'acqua, senza impatti ambientali e recuperando energia che altrimenti andrebbe persa.

I paesi scandinavi sono attivi nello sviluppo di soluzioni di accumulo energetico tramite pompaggio idroelettrico, con 12 progetti attualmente in fase di valutazione che potrebbero incrementare la potenza installata tra 1000 e 2500 MW [19].

Uno dei più grandi nuovi impianti "Pumped Hydro Energy Storage" (PHES) europeo è il complesso "Alto Tâmega" (1200MW dei quali 900 MW in pompaggio) in fase di costruzione in Portogallo. EDP (Energias de Portugal) sta costruendo tre nuovi impianti in Portogallo Baixo Sabor, Foz Tua e Fridao / Alvito oltre all'ampiamiento di Alqueva [20]. Altro progetto riguarda lo sfruttamento ottimale delle energie rinnovabili nell'arcipelago di Capo Verde mediante un impianto di pompaggio marino [21].

In Svizzera, per lo stabilimento PHES di 600 MW "Nant de Drance" la costruzione è iniziata nel 2008. Il progetto è stato sviluppato da "Nant de Drance SA", un consorzio di tre società: Alpiq, CFF e FMV. L'impianto utilizzerà serbatoi esistenti presso il sito Vieux Emosson [22].

In Giappone, la TEPCO sta costruendo l'impianto Kannagawa che una volta completato sarà il più grande impianto PHES del Giappone con una potenza installata di 2820 MW. La stessa azienda installerà altri 800 MW nel suo impianto "Kazunogawa II" per raggiungere una capacità complessiva di 1600 MW. L'impianto PHES "Kazunogawa" è unico con una delle più grandi turbine del mondo (macchina da 400 MW con un salto di oltre 700 m) [20]. L'impianto di Okinawa è il primo caso studio e realizzazione di un impianto di pompaggio ad acqua marina ed è di riferimento per le soluzioni a problemi specifici di un impianto ad acqua di mare e per la verifica successiva della loro efficacia.

Nell'isola di "El Hierro" in Spagna, le autorità governative dell'isola con Endesa S.A. e l'Istituto Tecnologico delle Canarie (ITC), hanno sviluppato il progetto El Hierro Hydro-Wind plant finalizzato a soddisfare il 100% della domanda di energia elettrica dell'isola con produzione da fonti rinnovabili. Il progetto prevede la costruzione di un impianto eolico da 11,5 MW associato a un impianto idroelettrico di pompaggio con potenza di 11,3 MW in fase di turbinaggio e di 6 MW in fase di pompaggio. Si ipotizza una copertura di circa 80% della domanda dell'isola. Il rimanente 20% verrebbe fornito da impianti fotovoltaici [23-24]. Altro progetto in fase di valutazione e implementazione è MAREX in Irlanda (Mayo Atlantic Renewable Energy eXport, di particolare interesse per l'articolata e complessa impostazione generale del progetto che integra diverse fonti rinnovabili. Per l'impianto sono pianificati una potenza eolica di 1900 MW nella zona Nord Ovest della contea di Mayo (Irlanda) e un impianto di accumulo elettromeccanico ad acqua marina da 1200 MW a Glinsk [25].



Centralina idroelettrica nell'acquedotto di Roncobello (BG) [18]

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Matteo Elli, Giancarlo Giudici, Luca Martin, Luciano Rodighiero - "Tecnologie e mercati per lo sviluppo di centrali energetiche Mini Hydro", Politecnico di Milano, luglio 2010
- [2] UNIDO, Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale
- [3] World Energy Council database www.worldenergy.org
- [4] Documento RdS RSE prot 11000299
- [5] Documento RdS RSE prot 12000959
- [6] Cavazzini – Pérez-Díaz, Technological Developments for Pumped-Hydro Energy Storage
- [7] Documento RdS RSE prot 13000592
- [8] Documento RdS RSE prot 14000684
- [9] Documento RdS RSE prot 15000350
- [10] Pickard W.F.-The History, Present State and Future Prospects of Underground Pumped
- [11] Podvysotski, Borodulin, Pumped-storage power plant with underground reservoir Q.96-R.5
- [12] EU SETIS Strategic Energy Technologies Information System, Europe to experience pumped storage boom
- [13] Gimeno-Gutiérrez, Lacal-Aránzategui - Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage
- [14] Pumped Storage Retrofit and Upgrade .- Rivista HRW
- [15] GSE - Energia da fonti rinnovabili in Italia, Dati preliminari anno 2015
- [16] GSE – Rapporto statistico Energia da Fonti Rinnovabili anno 2015
- [17] TERNA-IMPIANTI_DI_GENERAZIONE
- [18] Giancarlo Giudici – Politecnico di Milano "L'idroelettrico verso il 2015: una scommessa per il future del territorio", 4/12/2012
- [19] Harby Atle, Balancing power from Norwegian hydro
- [20] Deane J.P. et al., Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant, 2009
- [21] Ramos H.M., Pumped-Storage Solution towards Energy Efficiency and Sustainability Portugal Contribution and Real Case Studies, 2014.
- [22] www.power-technology.com, Nant de Drance Pumped Storage Power Station, Switzerland
- [23] Bueno Carta, Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands 17.09.2004
- [24] HRW, Creating a Hybrid Hydro-Wind System on a Spanish Island, El Hierro
- [25] Organic Power Ltd. "MAREX 2016
- [26] Rinnovabili.it - Accumulo energetico il futuro del pompaggio idroelettrico 31-03-2015
- [27] ENEA Schede tecnologica: idroelettrico
- [28] RSE (ex-CESI RICERCA) Rapporto RdS PROT 07000595
- [29] NHA_PumpedStorage_071212b12Eurelectric "Hydro in Europe: powering renewables"
- [30] QUALENERGIA Riportare-auge-il-pompaggio-idroelettrico-un-emendamento-al-ddl Clara Risso REPOWER - Gli impianti idroelettrici di pompaggio
- [31] "Renewables 2015, Global status report" (ISBN 978-3-9815934-6-4)
- [32] World Energy Council "Charting the Upsurge in Hydropower Development" 2015

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia solare termica a concentrazione (CSP – Concentrating Solar Power, o STE – Solar Thermal Electricity) comunemente indicata in Italia come Solare Termodinamico, genera calore ad alta temperatura concentrando la radiazione solare in un componente chiamato “ricevitore” dove un fluido termovettore viene riscaldato e utilizzato a sua volta per generare elettricità tramite un generatore elettrico accoppiato ad una turbina a vapore la cui efficienza è legata al ciclo di Carnot (Figura 1) [1].

La facilità di integrare nel sistema sistemi di accumulo termico, offre la possibilità di mitigare le fluttuazioni energetiche connesse con la intermittenza della fonte energetica primaria [1].

Il termine abbraccia attualmente anche le applicazioni alla produzione di calore di processo (temperature fino a 300 °C) e alla chimica solare tramite conversione termochimica, fra cui la produzione di idrogeno o altri combustibili di sintesi, con temperature da 500 a 1500 °C.

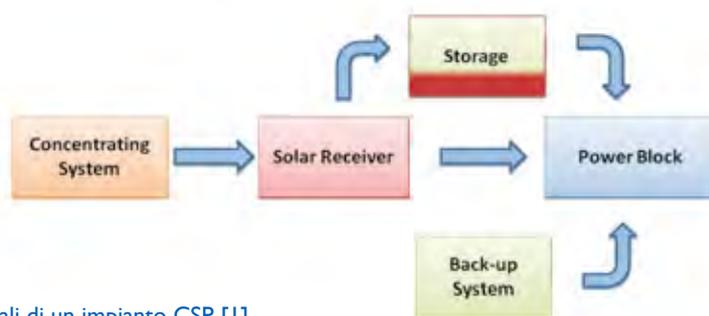


Figura 1 Componenti principali di un impianto CSP [1]

Ci sono 4 famiglie di tecnologie CSP (Figura 2) che possono essere classificate in base a come focalizzano i raggi solari e al tipo di ricevitore. Nei sistemi che focalizzano su una linea (Collettori parabolici lineari e Fresnel) gli specchi inseguono il sole lungo in asse; in quelli con focus puntuale (Torri e Dischi Parabolici) l’inseguimento è lungo due assi. Il ricevitore può essere fisso (Collettori Fresnel e Torri) o mobili come nei collettori parabolici e i dischi parabolici. Il diverso modo di concentrare la luce solare influisce anche sull’efficienza globale del sistema. La migliore efficienza ottica annuale (90%) si raggiunge con i dischi parabolici in quanto l’asse del concentratore è sempre parallelo ai raggi solari. La peggiore si osserva per i sistemi Fresnel (50%) pesantemente affetti dalla basse performance ottenibili e al mattino e alla sera. Per gli altri sistemi, l’efficienza ottica si attesta su valori medi del 65-75%.

Per le varie famiglie diverse sono le opzioni possibili per il fluido termovettore, il sistema di accumulo e il ciclo termodinamico di conversione. Olio sintetico e vapore saturo sono i più comuni fluidi vettori nei sistemi lineari, mentre sali fusi e vapore surriscaldato sono i più comuni nei sistemi a torre. Recentemente sono stati introdotti i sali fusi anche per sistemi lineari (parabolici e fresnel) [24]. In fase di sviluppo sono invece l’aria o altri gas pressurizzati (come CO₂ e N₂) mentre elio e idrogeno sono considerati in abbinamento al motore Stirling quando questo viene utilizzato nei sistemi a disco parabolico [2].

Per quanto riguarda l’accumulo termico, l’utilizzo di sali fusi in grandi serbatoi rappresenta al momento l’opzione commerciale per lunghi periodi di tempo (tipicamente, da 3 a 15 ore di produzione nominale), mentre il vapore può essere considerato per l’accumulo di energia termica per tempi brevi (meno di un’ora). E’ in fase di sviluppo anche l’accumulo con inerti (cemento, pietrame) o con sabbia/letto fluido. I cicli termodinamici di conversione maggiormente utilizzati sono i cicli Rankine a vapore e Stirling (quest’ultimo per i dischi parabolici), mentre il ciclo Brayton viene al momento studiato in combinazione con il Rankine, per aumentare l’efficienza globale di conversione.

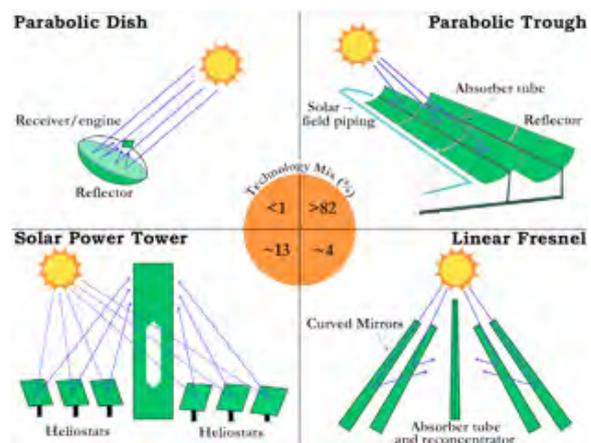


Figura 2 Tecnologie CSP con la percentuale attuale di installazione [2]

Le principali caratteristiche dei vari sistemi in uso sono riassunti nella Tabella 1.

Focal Geometry	Line-Focus Technologies		Point-Focus Technologies		
	Parabolic Trough	Linear Fresnel	Solar Tower	Beam-Down	Dish-Stirling Engine
Technology Maturity	Most mature	Few installations	Commercial deployments	Early development	Proposed installations
Preferred Scale	Large	Large	Large	Large	Small
Capital Cost (Relative)	Moderate	Low	High	Moderate to high; low storage costs	High (low per unit)
Operating Cost (Relative)	High	Low	High	Similar to solar tower	High (one engine per dish)
Annual Solar-to-Net Electricity Conversion Efficiency ^a	~15% ^b	~11% ^b	~17% ^b	~15%–19% ^{13,c}	~22% ^b
Thermal Storage	Feasible	Feasible	Feasible and more efficient due to higher temperature	Feasible; very little energy lost	Not currently possible
Characteristics	<ul style="list-style-type: none"> • Significant construction and operational experience • High radiative and convective energy losses 	<ul style="list-style-type: none"> • Low cost due to fewer moving parts and no tracking • Lower efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • High cost due to expensive heliostat field • High-temperature HTF possible • High efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • Lower efficiency than best solar tower due to added mirrors • Lower storage cost (ground storage) 	<ul style="list-style-type: none"> • High engine efficiency • High cost due to expensive engines (one for each dish)

Tabella 1 Vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie CSP. Efficienze stimate per un impianto di 150MWe [3]

L'aumento di efficienza di questi sistemi è strettamente legata alla possibilità di aumentare la temperatura di lavoro del ricevitore senza alterarne le caratteristiche. Per gli impianti a Torre, materiali ultrarefrattari appartenenti alla famiglia dei boruri e dei carburi dei primi metalli di transizione (denominati UHTC, Ultra-High Temperature Ceramics) [4-7] sono allo studio per sostituire i più comuni grafite [8], allumina[9] o carburo di silicio[10].

Per le tecnologie operanti a più bassa temperatura invece, sono in fase di studio innovativi sistemi di scambio termico a base di nanofluidi (ovvero fluidi aventi particelle nanometriche in sospensione) caratterizzati da notevoli incrementi del coefficiente di scambio termico e della conduttività termica, associati ad aumenti ridotti della viscosità dinamica. Nanofluidi neri circolanti, all'interno dei collettori nei pannelli solari, possono permettere l'assorbimento volumetrico di tutta la radiazione solare anche con concentrazioni di nanoparticelle molto basse (≤ 50 ppm) [11-14]. L'aumento di efficienza non è di per se l'unico obiettivo tecnologico delle ricerche in atto, in quanto il fattore da ottimizzare è il rapporto costi/prestazioni, in ultima analisi la minimizzazione del costo finale dell'energia (LCOE) e la massimizzazione del "valore" dell'energia prodotta (quest'ultimo legato alla dispacciabilità della produzione in rapporto alla richiesta oraria).

Le linee di ricerca tecnologica sono quindi molteplici e investono una varietà di aspetti scientifici e tecnologici.



Collettori parabolici dell'impianto Archimede - Priolo Gargallo (SR) (Fonte: ENEL)

Internazionale

In ambito europeo la tecnologia è diffusa a livello commerciale in Spagna. A livello mondiale, nel campo delle tecnologie solari, la tecnologia CSP è meno diffusa di quella fotovoltaica, ma presenta comunque un trend di crescita significativo soprattutto nel mercato extra-europeo. L'aumento delle installazioni è stato del 27% nel 2014 [15], mentre a fine 2015 risultavano installati nel mondo circa 5 GW di impianti di cui, in percentuale, 86% parabolici lineari, 10% a torre, 4% fresnel lineare. [23].

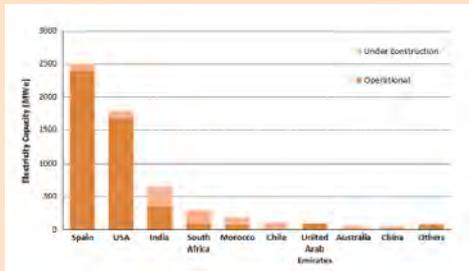


Figura 3 Capacità mondiale di CSP al 2014 [16]

Attualmente, la Spagna è leader mondiale in termini di capacità installata con un totale di 2,3 GW, seguita dagli Stati Uniti (1,6 GW) [15]. Recentemente il mercato si sta fortemente sviluppando in paesi extra-europei, in particolare in Cina, dove è stata autorizzata la costruzione di 20 impianti, per un totale di 1349 MW, nell'ambito della prima fase di un programma di sviluppo da 10 GW al 2020 [25].

Altri paesi in cui si stanno sviluppando le installazioni sono:

- India (225 MW [15]) che recentemente ha annunciato un piano da 100 GW di impianti solari al 2022 [26] di cui una parte sarà CSP
- Cile (110 MW in costruzione, 980 MW approvati)
- Sud Africa (300 MW [15])
- Marocco (510 MW al 2020 [28])
- Emirati Arabi (100 MW [15]) e Dubai (200 MW già messi a gara [27] su un totale previsto di 1000 MW).

Inoltre anche Algeria, Egitto e Australia hanno piani di sviluppo significativi.

Project	Location	Capacity (MW)	Technology	Commercial date of operation
Italy				
Fiumini Mannu	Villasor, Cagliari (Sardagna)	55	Parabolic Trough	2017
Gonnosfanadiga	Gonnosfanadiga, Nuoro (Sardagna)	55	Parabolic Trough	2017
CSP San Quirico	San Quirico, Oristano (Sardagna)	10.8	Parabolic Trough impianto ibrido	2017
Banzi	Banzi, Potenza (Basilicata)	50	Parabolic Trough	2017
Mazara Solar	Mazara del Vallo, Trapani (Sicily)	50	Central receiver (power tower)	2017
Archimede	Mellilli, Siracusa (Sicily)	1	Parabolic Trough	2015
Lentini	Lentini, Siracusa (Sicily)	55	Parabolic Trough	n.a.
Reflex Solar Power	Gela, Caltanissetta (Sicily)	12.5	Parabolic Trough	2016
Solecaldo	Aldone, Enna (Sicily)	41	Linear Fresnel	2016
Michelangelo	Palermo (Sicily)	3	Linear Fresnel	n.a.
Bilancia 1	Palermo (Sicily)	4	Linear Fresnel	2016
Bilancia 2	Palermo (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Carlilope	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Zaronovantuno 2	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Jacomelli	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	2016
Porthos	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Stromboli Solar	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Total Italy		361.3		

Tabella 2 Impianti previsti in Italia a partire dal 2016 [18]

Nazionale

Attualmente sono 4 gli impianti di CSP presenti in Italia, tutti Demo: Archimede a Priolo Gargallo con una capacità totale di 5MW e che sfrutta collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi; ASE Demo Plant a Massa Martana, un impianto di 0,35MW sempre a collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi; Rende-CSP Plant a Rende, che presenta una capacità totale di 1MW e si avvale di collettori lineari Fresnel e olio diatermico come fluido vettore [17]; STEM, a S.Filippo del Mela (ME) di potenza 2MW termici, descritto più in dettaglio nella sezione Best Practices. Tramite STEM, A2A prevede di installare in questo e in altri siti propri una potenza complessiva di 15 MWe entro il 2017.

Una decina di altri impianti per una capacità totale di 280 MW (Tabella 2 in basso a sinistra)[18] sono programmati. Due di questi sono già autorizzati: Solecaldo di MF Energy e Bilancia 1 di Trinacria Solar Power. Il primo è un impianto Fresnel da 41 MW a sali fusi che dovrebbe produrre 116 GWh di elettricità l'anno, il secondo è più piccolo - 4 MW per 9,5 GWh.

Tre degli altri progetti in programma sono in Sardegna, con collettori parabolici a sali fusi: Flumini Mannu (55 MW), Gonnosfanadiga (55 MW) e San Quirico (10,8 MW). Altri possibili impianti sono la torre da 50 MW (a vapore surriscaldato) prevista a Mazara del Vallo, in Sicilia, e l'impianto con collettori parabolici lineari da 50 MW di Banzi, in Basilicata.

Nel complesso a progetti completi dovrebbero essere installati 376,3 MW per una produzione di 1.080 GWh l'anno [18].

La concretizzazione di queste potenzialità si avrà nel breve termine in virtù del recente decreto sull'incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (D.M. 23-6-2016) che prevede una tariffa incentivante per 20 MW di impianti (di potenza fra 100 kW e 5 MW) con iscrizione a registro e 100 MW di impianti (di potenza unitaria superiore a 5 MW) con procedure a base d'asta a ribasso ([24] appendice 3).

La base d'asta è fra 29.1 e 32.4 eurocent/kWh, decrescente al crescere della taglia di impianto.

Un forte ruolo verrà giocato dalle problematiche autorizzative/ambientali locali.

Questa opportunità sussiste per domande presentate entro il 2016; a partire dal 2017 è previsto che gli incentivi siano concessi esclusivamente attraverso procedure di gara competitiva.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Non tutte le tecnologie CSP sono allo stesso livello di maturità. In Figura 4 viene presentato uno schema che raccoglie il livello di sviluppo delle famiglie attualmente studiate. La possibilità di utilizzare UHTC o nanofluidi come materiali vettori è appena stata validata sperimentalmente (TRL 3).

I sistemi completi per produzione elettrica si trovano a livelli variabili da TRL 7 a TRL 9. La maggior parte delle applicazioni commerciali (Torri a sali fusi, parabolici lineari e fresnel lineari a olio) sono a TRL 9 o superiore. Nel campo dei sistemi di accumulo vi è una varietà di soluzioni, che spaziano da TRL 3-4 (accumulo con vetro fuso o termochimico) a TRL 4-7 (accumulo in cemento, pietrame e serbatoi a sali fusi stratificanti) a TRL 9 o superiore (accumulo a sali fusi con doppio serbatoio).

I sistemi e componenti per conversione da calore solare a combustibili di sintesi (idrogeno o vettori liquidi) sono a stadi di sviluppo compresi fra TRL 2 e TRL 8.

Sul piano tecnologico, i paesi leader sono gli USA, la Germania e la Spagna, mentre la Cina si appresta a divenire un importante fornitore di componenti e impianti, oltre ad aver aumentato l'impegno in termini di R&S. L'investimento governativo in termini di R&S dedicata al CSP è pari 12 M€/anno in Germania, cui vanno aggiunti gli investimenti industriali privati, mentre negli Stati Uniti il budget federale suddiviso in vari programmi è di 350 M\$ nell'arco dal 2009 al 2017 (44 M\$/anno in media) [28].

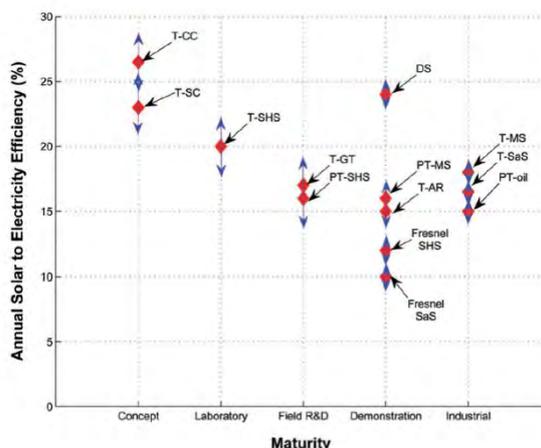


Figura 4 Livello di maturità raggiunto al 2014 dalle diverse tecnologie CSP [1]

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

I sistemi CSP sfruttano energia solare per trasformarla in energia termica, producendo generalmente elettricità tramite turbine a vapore accoppiate a generatori elettrici, o calore di processo o – in prospettiva – combustibili di sintesi, con il contemporaneo utilizzo di sistemi di accumulo termico. Sono quindi strettamente in relazione con i cicli termodinamici Stirling e Rankine. La tecnologia è anche in relazione con l'impiego di combustibili fossili (in particolare gas naturale) o biomasse, in quanto vi sono schemi di impianti ibridi in tal senso già operanti. La presenza di sistemi di accumulo termico a basso costo è attualmente il principale fattore di merito in rapporto ad altre tecnologie rinnovabili, in particolare al solare fotovoltaico, e gioca quindi un ruolo essenziale per il successo della tecnologia nell'ambito della produzione elettrica in reti ad alta penetrazione di fonti rinnovabili, sia a livello di immissione nella rete di trasmissione che nella rete di distribuzione (in un'ottica smart-grid).

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia è strettamente legata alla produzione energetica ma la sua messa in opera è ovviamente legata al settore delle costruzioni, dell'ottica, della meccanica, dell'impiantistica termica (piping), elettrica ed elettronica, dell'informatica. Gli impianti CSP, generalmente posti in zone particolarmente aride, possono inoltre essere utilizzati per impieghi di dissalazione, o utilizzando il calore dell'impianto per i processi di distillazione o la potenza sviluppata in processi meccanici (osmosi inversa, compressione meccanica di vapore).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La necessità di sviluppare opportuni parchi solari è legata alla disponibilità di territorio adatto con una sufficiente irradiazione solare. È necessaria la presenza di un irraggiamento diretto (DNI) con valori superiori a 1700 kWh/m² anno. Con valori intorno a 2000 kWh/m² anno (riscontrabili ad esempio in Sicilia) sono necessari da 1 a 3 ettari di territorio per MW di capacità installata, a seconda della tecnologia adottata ([3],[24]) e del costo dei terreni.

In generale, si considera un uso di territorio pari a circa 10-20 m²/(MWh/y) per le diverse famiglie di tecnologie. Di conseguenza, un impianto di media dimensione deve prevedere diverse centinaia di ettari piani ad insolazione diretta e questo limita di conseguenza i siti disponibili [3]. Disponibilità d'acqua, necessità di territori pianeggianti (in competizione quindi spesso con gli usi agricoli), impatto ambientale (visivo) e questioni autorizzative sono comunque i principali ostacoli per la diffusione della tecnologia in ambito nazionale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Gli impianti CSP abbisognano di più materiali di quanto generalmente considerato per impianti convenzionali, ma questi sono costituiti per il 95% da cemento, acciaio e vetro, cioè materiali facilmente riciclabili. Problemi possono insorgere nei ricevitori parabolici, quando viene utilizzato come fluido vettore il mix bifenile/bifenil etere che può prendere fuoco e potenzialmente inquinare suolo e acque [1]. Il problema è comunque risolto quando questo venga sostituito con acqua o sali fusi. Sebbene le emissioni di CO₂ siano molto ridotte, l'utilizzo di sali azotati come fluidi vettore o mezzi di accumulo può portare a emissioni significative di N₂O.

La tecnologia applicata a grandi impianti impatta sulla geografia del sito di installazione. Importante è la presenza di risorsa idrica, in quanto significative quantità di acqua sono necessarie per il raffreddamento e la pulizia degli specchi [3]; un tipico impianto a collettore parabolico usa infatti 0.4-0.5 milioni di m³ di acqua all'anno per il raffreddamento del ciclo termodinamico [1], ma ciò può essere drasticamente ridotto utilizzando sistemi di raffreddamento a secco. Questo consumo è analogo a quello degli impianti termoelettrici tradizionali, a parità di energia prodotta. È stato recentemente evidenziato come la presenza di raggi solari concentrati negli impianti a torre possa impattare sulla fauna selvatica in particolare sugli uccelli causandone la morte per ustione. Pur essendo il problema presente, viene considerato marginale in rispetto ai decessi causati da impatto con vetrate e veicoli [20]. Oltre alla fauna, la presenza di forti riverberi, se non attentamente considerati, può causare problemi alla visione umana o interferire con il traffico aereo [21]. Dall'alto un impianto solare a specchi appare infatti come una superficie lacustre inattesa. In territori densamente popolati come l'Italia, l'impatto maggiore è legato agli aspetti visivi e di possibile modifica dell'estetica tradizionale del paesaggio, oltre agli aspetti di conflitto con gli usi agricoli e pastorali; relativamente a questi aspetti va valutata la situazione locale, intervenendo con mascheramenti e integrando l'impianto con gli usi agricoli e pastorali, ove presenti.

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ degli impianti solari a concentrazione sono trascurabili rispetto a quelle degli impianti alimentati a fonte fossile, e sono stimate nel range di 15-20 grammi di CO₂/kWh [1].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate, rispetto alla produzione da fonti fossili, e tenendo conto delle emissioni proprie, sono dell'ordine di 380-980 grammi di CO₂ equivalente per kWh [1].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza, o rendimento, della tecnologia solare termodinamica è dell'ordine del 16% del totale dell'energia solare incidente (Figura 5) per i collettori parabolici e le torri solari, del 10% nel caso dei collettori Fresnel [21] e con stime presunte raggiungibili del 22% con l'utilizzo di motori Stirling al posto del più comune ciclo Rankine [3] nel caso dei dischi parabolici.

Tuttavia è da notare come l'efficienza di questi sistemi dipenda grandemente dalle condizioni di irraggiamento e abbia ampi margini di miglioramento tecnologico legati sia a sistemi di specchi più efficienti che a materiali termovettori operanti a temperature maggiori. Analogamente ad altre tecnologie rinnovabili che utilizzano una fonte virtualmente "gratuita", l'efficienza di conversione è comunque solo uno degli aspetti che incide sul costo finale dell'energia prodotta. Il tempo di vita di questi impianti è dell'ordine di 25 anni, ma può arrivare a 40 considerando ammodernamenti, come avvenuto per esempio negli impianti SEGS USA.

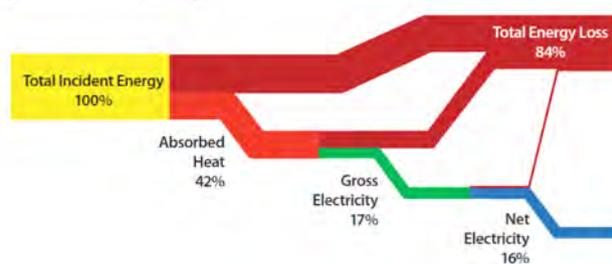


Figura 5 Efficienze di un tipico impianto CSP [3]

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il *Capital Cost* degli impianti dipende dalla tecnologia in uso e dal suo posizionamento in paesi OECD (*Organisation for Economic Cooperation and Development*) o non OECD. Nel caso dei ricevitori parabolici con potenza tra 50 e 250MW senza accumulo, si attestano tra i 4500 e 6000 €/KW se in paesi OECD, e tra i 2000 e 3600€/KW in paesi non OECD. L'utilizzo di un sistema di accumulo di circa 6h porta il costo tra 5300 e 7200 €/kW. Il LCOE in questo caso (così come nel caso di lenti Fresnel) si attesta nell'intervallo 17-34 c€/kWh senza accumulo e 15-35c€/kWh con un accumulo di 6 ore [15]. Nel caso delle

Torri solari (20-250MW) il costo capitale è compreso tra 5500 e 8000 €/kW (rispettivamente con o senza accumulo) con un LCOE tra 11 e 15 c€/KWh. I sistemi risentono pesantemente degli effetti di scala che possono portare ad una sensibile riduzione dei costi. La competitività economica di questi impianti evolve rapidamente e con modalità non uniformi in considerazione delle situazioni specifiche, in particolare di irraggiamento solare. Mentre il target del programma Sunshot USA (LCOE a 6 UScent/kWh al 2020, per il mercato USA) sembrava irrealistico fino a poco tempo fa, esistono già notizie di offerte commerciali con valori molto bassi, in particolare a Dubai (8 USDcent/KWh per un impianto da 200 MW [27]) e in Cile (6.3 USDcent/KWh per il progetto Copiaco da 240 MW di Solar Reserve [29]). D'altro canto impianti commerciali in Marocco e Cina sono stati aggiudicati con valori di remunerazione più elevata (circa 15 eurocent/kWh nella prima fase del programma cinese).

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Gli impianti solari a concentrazione necessitano di aree in cui è presente un forte irraggiamento solare diretto. L'ingegnerizzazione di impianto è legata al sito e meno standardizzabile rispetto al solare fotovoltaico piano. Il costo di investimento, attualmente maggiore rispetto alla tecnologia fotovoltaica piana, è il principale ostacolo alla diffusione della tecnologia. A questo, soprattutto in Italia, si aggiungono problemi normativi legati all'impatto ambientale e all'ottenimento delle concessioni, che possono allungare i tempi di realizzazione.

■ POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità italiane di sviluppare impianti solari termodinamici sono assodate, data la presenza di nuovi operatori. Attualmente sono in programma 120 MW di impianti che dovrebbero usufruire delle tariffe incentivanti previste dal decreto sull'incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (D.M. 23-6-2016). Ciò equivale a un fatturato dell'ordine di 750 M€, ovvero 250 M€/anno per i prossimi tre anni. Lo studio ASE del 2014 [31] ha stimato, nell'ipotesi di realizzare 4 impianti solari termodinamici in Sardegna, per un totale di 180 MW, un impatto potenziale sul PIL di 2 miliardi di euro nel periodo 2030-2045 e la creazione di 8300 posti di lavoro durante la fase di costruzione, di cui 5000 in Sardegna.

■ POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La tecnologia solare termodinamica per l'Italia ha una forte valenza in termini di potenziale di esportazione. Imprese italiane hanno già ottenuto successo nell'ambito del programma cinese, per la centrale da 50 MW a sali fusi di Akesai. Paesi leader o attivi nel campo, quali Germania, Corea del Sud, Svizzera e Austria, che non hanno alcuna possibilità concreta di applicare la tecnologia nel proprio territorio, hanno sviluppato la tecnologia in *joint-venture* con paesi, quali Spagna e Marocco, con potenziale ben più elevato. L'Italia dispone di alcune situazioni propizie nel proprio territorio meridionale e insulare, che possono fornire la base per rendere competitive le nostre imprese sui mercati esteri, che già vi operano storicamente (Nord-Africa, Medio Oriente, America Latina; ora anche Cina).

■ POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come tutte le tecnologie solari, l'utilizzo di CSP per la produzione energetica può sopperire a parte delle necessità di vari settori, riducendo contestualmente l'utilizzo di combustibili fossili. Da notare come la presenza del sistema di accumulo termico a basso costo consente di ridurre le fluttuazioni intrinseche dell'energia solare, consentendo una maggiore dispacciabilità della produzione elettrica e una maggiore penetrazione dell'energia rinnovabile in rete.

Nel medio-lungo termine la possibilità di realizzare la produzione di combustibili di sintesi da fonte solare, attualmente oggetto di ricerca tecnologica anche nell'ambito del solare termodinamico, è l'unico modo per realizzare gli scenari di penetrazione rinnovabile previsti dall'Unione Europea al 2050.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali soggetti impegnati nell'utilizzo della tecnologia sono stati finora ENEL, Falck Renewables e CSP-F, azienda del gruppo FERA. In prospettiva potranno emergere altri soggetti in grado di fornire impianti chiavi in mano nel settore dell'impiantistica energetica e delle costruzioni, operanti in Italia e all'estero.

Sviluppo della tecnologia

I soggetti finora coinvolti nello sviluppo tecnologico sono [24]:

- ENEA
- ENEL
- Maire Tecnimont
- Archimede Solar Energy (ASE) del gruppo Angelantoni, leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori ad alta temperatura, attualmente esportati in Cina e Arabia Saudita e altri mercati esteri.
- CSP-F (collettori fresnel lineari e impianti)
- Duplomatic (movimentazione collettori)
- Reflex SpA, che ha recentemente esportato nel 2016 una linea produttiva di specchi in Cina.
- Soltigua e Trivelli Energia (calore di processo)
- Ronda High Tech (collettori e specchi)
- Astroflex (giunti flessibili speciali)
- Meccanotecnica Umbra
- D.D. srl (collettori e sistemi di movimentazione)
- Sarea S.a.g.l. (collettori e componenti per sali fusi)
- Struttura Informatica (simulatori di processo).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: sviluppo di sistemi a concentrazione a sali fusi

CNR: sviluppo di materiali per assorbitori ad alta efficienza (UHTC e nanofluidi) e loro caratterizzazione

Magaldi: sviluppo di sistemi tower con l'impiego di sabbia per l'accumulo.

Archimede Solar Energy (ASE): sviluppo e fornitura di tubi ricevitori per collettori parabolici lineari per olio, vapore, sali fusi, fino a temperature di 550 °C.

BEST PRACTICES

Esempi di best practice internazionali sono gli impianti Andasol ed Extresol da 50 MW in Spagna, i primi ad utilizzare a livello commerciale un sistema di accumulo significativo. I più grandi impianti CSP attualmente sono gli statunitensi Ivanpah (377 MW, a torre) e Mojave (250MW) [15].

Esempio di Best Practice italiane risulta essere sicuramente il primo impianto al mondo con collettori parabolici lineari a sali fusi (Archimede) installato da ENEL a Priolo Gargallo come risultato del progetto solare termodinamico ENEA. Questa tecnologia è attualmente commercializzata in Cina (impianto Akesai da 50 MW, con forniture delle italiane ASE e Reflex Solar).

A fine maggio 2015 un impianto solare a concentrazione che utilizza la tecnologia Fresnel, realizzato dalla CSP-F Solar, è stato inaugurato a San Nicolò D'Arcidano, in provincia di Oristano. L'utente è una piccola industria, il caseificio della Nuova Sarda Industria Casaria, che ha realizzato l'investimento a sue spese. Si tratta di un sistema costituito da 340 specchi che permettono di avere una potenza installata pari a 470 kW termici [19].

Nel Giugno 2106 è stato inaugurato il primo Modulo industriale, da 2 MW th, di una innovativa tecnologia a torre denominata STEM® (Solare Termodinamico Magaldi [30]), presso il Polo Energetico Integrato di San Filippo del Mela di A2A. Gli elementi qualificanti del nuovo sistema sono:

- un sistema ottico innovativo per la concentrazione dei raggi solari
- l'impiego di sabbia, con la tecnologia del letto fluido, come mezzo di accumulo dell'energia termica generata dalla radiazione solare
- la modularità, ovvero la possibilità di creare impianti customizzati eroganti diverse potenze gestendo diverse unità di generazione collegate tra loro, a partire da moduli base da 500 Kwe fino a cluster di moduli della potenza 20 Mwe
- impatto ambientale nullo, a parte l'impatto visivo, poiché i materiali utilizzati sono principalmente acciaio, vetro e sabbia, senza impiego di olii diatermici o sali fusi
- capacità di accumulo fino a 6 h alla Potenza di targa del modulo.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] "Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future" EASAC policy report 16 (2011) (ISBN: 978-3-8047-2944-5)
- [2] X.Xu, K. Vignarooban, B. Hsu, A.M. Kannan, *Renew. Sust. Ener. Rev.* 53 (2016), 1106-1131
- [3] "The Future of Solar Energy" Massachusetts Institute of Technology, 2015 (ISBN: 978-0-92008-9-8)
- [4] E. Sani, L. Mercatelli, M. Meucci, A. Balbo, L. Silvestroni, D. Sciti, *Solar Energy*, 131 (2016) 199-207
- [5] E. Sani, E. Landi, D. Sciti, V. Medri, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 144 (2016) 608-615
- [6] D. Sciti, L. Silvestroni, J.-L. Sans, L. Mercatelli, M. Meucci, E. Sani, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 130 (2014) 208-216
- [7] D. Sciti, L. Silvestroni, L. Mercatelli, J.-L. Sans, E. Sani, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 109 (2013) 8-16
- [8] T. Yan, Y. Chen, *Renew. Sust. Energy Rev.* 14 (2010) 265-76
- [9] J. Karni, A. Kribus, R. Rubinfeld, P. Doron, *J. Solar Energy Eng.* 120 (1998), 85-95
- [10] C.C. Agrafiotis, I. Mavroidis, A.G. Kostandopoulos, B. Hoffschmidt, P. Stobbe, M. Fernandez- V. Quero, *Solar Energy Mater. Sol. Cells* 91 (2007) 474-88
- [11] E. Sani, L. Mercatelli, S. Barison, C. Pagura, F. Agresti, L. Colla, P. Sansoni, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95 (2011) 2994-3000
- [12] A. Moradi, E. Sani, M. Simonetti, F. Francini, E. Chiavazzo, P. Asinari, *J. Nanoscience and Nanotechnology*, 15 (2015), 3488-3495
- [13] E. Sani, S. Barison, C. Pagura, L. Mercatelli, P. Sansoni, D. Fontani, D. Jafrancesco, F. Francini, *Optics Express*, 18 (2010) 5179-5187
- [14] E. Sani, P. Di Ninni, L. Colla, S. Barison, F. Agresti, *J. Nanoscience and Nanotechnology*, 15 (2015), 3568-3573
- [15] *Renewables 2015 Global Status Report* (ISBN 978-3-9815934-6-4)
- [16] M.Liu, N.H. Steven Tay, S. Bell et al, *Renew. Sust. Ener. Rev.*, 56 (2016), 1411-1432
- [17] <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>
- [18] "Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometer" EuroObserver (2015)
- [19] <http://www.qualenergia.it/articoli/20150716-vapore-solare-per-produzione-di-formaggi>
- [20] ANEST-Associazione Nazionale Energia Solare Termodinamica, <http://anest-italia.it>
- [21] Erickson WP, Johnson GD, Strickland MD, Young DP, Sernka KJ, Good RE. National wind coordinating committee (NWCC) resource document. Cheyenne, WY, USA: Western EcoSystems Technology Inc.; 2001.
- [22] www.solarpaces.org
- [23] Solar Thermal Electricity – Global outlook 2016 – Greenpeace-ESTELA-SolarPACES, 2016 <http://www.solarpaces.org/component/phocadownload/category/8-library?download=6:solar-thermal-electricity-global-outlook-2016>
- [24] T. Crescenzi, M. Falchetta, A. Fontanella, E. Metelli, A. Miliozzi, F. Spinelli, L. Sipione – Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia – ENEA 2016 – ISBN. 978-88-8286-337-7 <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/edizioni-enea/2016/applicazioni-tecnologie-solari>
- [25] Fonte: CSP Today www.csptoday.com
- [26] Report of the Expert Group on 175 GW RE by 2022 – National Institution for Transforming India http://niti.gov.in/writereaddata/files/writereaddata/files/document_publication/report-175-GW-RE.pdf
- [27] Dubai set to hit record-low Middle east CSP price on its first project http://social.csptoday.com/markets/dubai-set-hit-record-low-middle-east-csp-price-its-first-project?utm_campaign=CSP+21SEP16+Newsletter++English&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=279caa0c4634bf3b3a281d848870da6&elq=0c65b6fd75d74e3fa198d5beef2d9a99&elqaid=22402&elqat=1&elqCampaignId=9922
- [28] Presentazioni nazionali nel corso del Meeting del Comitato Esecutivo di SolarPACES, 5-6 Aprile 2016, Zurigo, cui presenza l'ing. Massimo falchetta (ENEA) in rappresentanza dell'Italia.
- [29] SolarReserve eyes Chile CSP wins as surplus PV disrupt markets http://social.csptoday.com/markets/solarreserve-eyes-chile-csp-wins-surplus-pv-disrupts-markets?utm_campaign=CSP+07SEP16+Newsletter&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=f40206a7684b4a9592791e0b26e992bc&elq=580ae9e29a574a7bae55a9a5a54cb76b&elqaid=22079&elqat=1&elqCampaignId=9719
- [30] Termodinamico STEM: inaugurato il 1° impianto al mondo in Sicilia <http://www.rinnovabili.it/energia/termodinamico/termodinamico-stem-impianto-sicilia-666/>
- [31] F. Angelantoni – Il solare termodinamico: un'opportunità per il paese. *Energia ambiente Innovazione* 5/2014, ENEA – DOI 10.12910/EAI/2014-84

SOLARE TERMICO PER USO RESIDENZIALE E INDUSTRIALE

P. De Natale, V. Palomba, S. Vasta - CNR

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia solare termica a media/bassa temperatura ($<150^{\circ}\text{C}$) consiste nella captazione e conversione diretta della radiazione solare in energia termica. Tale tecnologia si basa su componenti, noti come collettori solari, i quali consentono la captazione dell'energia solare e il suo trasferimento ad un fluido termovettore (e.g. acqua, aria) che viene fatto circolare e sfruttato per riscaldamento, acqua calda sanitaria e raffrescamento (Solar Cooling).

Il solare termico è impiegato in prevalenza (85% della potenza installata) per il riscaldamento di acqua per uso domestico, mentre il rimanente 15% viene utilizzato per il riscaldamento di acqua in applicazioni commerciali o multiutenza (10%) e il cosiddetto solar combi (calore domestico + acqua sanitaria) [7].

Esistono attualmente in commercio differenti tipologie di collettori solari (e.g. piani, a tubi evacuati, a concentrazione) che consentono di ottenere una diversa temperatura di fornitura del fluido termovettore, a spesa di una maggiore complessità tecnologica e quindi con costi maggiori.

Diversi possono essere anche i sistemi usati per ricircolare il fluido vettore. Nei sistemi attivi, una pompa permette il passaggio dell'acqua (o altri fluidi come glicoli) tra il serbatoio di acqua calda e i collettori, nella versione passiva invece il sistema sfrutta per il ricircolo la diversa densità tra il fluido caldo e il fluido freddo. In questo ultimo caso il serbatoio è posto sopra il collettore. I sistemi di ricircolo attivo sono generalmente più efficienti ma, richiedendo l'utilizzo di una pompa, necessitano di un apporto energetico ed economico maggiore. Per questo motivo i sistemi passivi sono maggiormente diffusi (Figura 1) [8].

Gli sviluppi tecnologici, tuttora in corso, hanno permesso il raggiungimento di performance tali da portare alla commercializzazione e diffusione della tecnologia in gran parte dei paesi europei, Italia compresa [1].

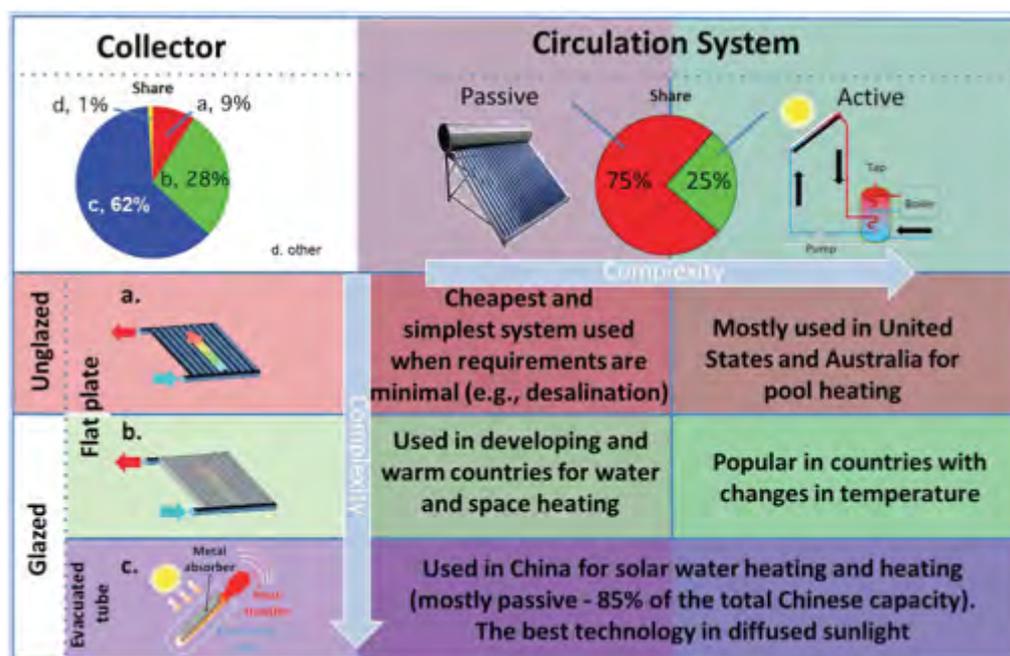


Figura 1 Tipi di Collettori solari SWH e Sistemi di ricircolo

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Negli ultimi 15 anni la Cina si è proposta come leader mondiale dello sviluppo di componentistica per il Solar Heating. A livello europeo, la tecnologia solare termica risulta piuttosto diffusa. Allo stato attuale sono stimati più di 30 GW termici prodotti da solare termico in Europa [2] e più di 250 globalmente [8] (Figure 2-3).

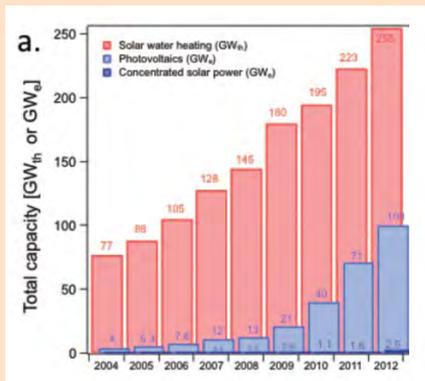


Figura 2 Capacità totale installata globalmente per il Solar Water Heating - SWH (in GW_{th}), PV e CSP (in GW_e) [8]

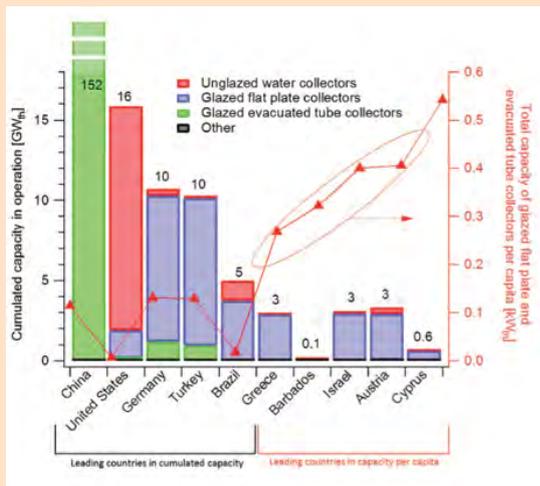


Figura 3 Capacità SWH totale installata nelle nazioni leader di settore [8]

specialmente nelle regioni del sud Italia in cui la diffusione dei sistemi solari termici di piccola taglia per applicazioni domestiche risulta ancora non sufficiente rispetto all'ampia disponibilità di energia solare, sia in termini di intensità che di copertura durante tutto l'anno.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale della tecnologia solare termica risulta essere quasi assente in quanto non vengono impiegati materiali particolarmente inquinanti e non vi è emissione di inquinanti nell'aria. Il consumo di risorsa idrica è analogo a quello che caratterizza qualunque impianto di riscaldamento.

Nazionale

La diffusione della tecnologia solare termica in Italia risulta tuttora non completamente avviata, con circa 188 MW termici corrispondenti a circa 270.000 m² di collettori installati [2].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia si presenta matura e già in parte commercializzata (TRL 5-9). Sono in corso tuttora programmi di sviluppo di sistemi e componenti avanzati a maggior efficienza.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Per definizione tali sistemi sfruttano energia solare per trasformarla in energia termica. L'energia termica, nel caso di sistemi Solar Cooling, può quindi essere impiegata per alimentare macchine per la produzione di energia frigorifera.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia solare termica può essere impiegata in qualunque settore in cui ci sia domanda di riscaldamento e raffrescamento. Esempio di un settore potenzialmente attraente è quello delle serre solari in agricoltura, in cui il riscaldamento della serra è ottenuto mediante fornitura di calore da collettori solari [5].

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'elevata disponibilità di fonte solare, e dunque di energia termica da fonte rinnovabile sul territorio nazionale, rappresenta un potenziale tuttora solo limitatamente sfruttato,

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ dei sistemi solari termici risultano nulle, anche se in condizioni attive è necessario considerare il dispendio energetico legato al funzionamento della pompa di ricircolo del fluido vettore.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Essendo le emissioni di CO₂ di tale tecnologia nulle, si può assumere una quantità di emissioni evitate rispetto ad una caldaia a gas a condensazione pari a circa 250 kg/MWh. Nel 2009 il riscaldamento dell'acqua domestica è stato responsabile globalmente di quasi la metà del consumo energetico domestico totale (47%). Tuttavia a livello mondiale solo lo 0,4% della domanda globale di energia per questo uso è stata soddisfatta da sistemi di Solar Heating [8]. La tecnologia possiede quindi ampi margini di mitigazione.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della tecnologia solare termica dipende fortemente dalle condizioni operative e dalla tipologia di collettori impiegati. Si possono stimare rendimenti variabili dal 30% al 60%, dipendenti dalla stagione, dalle condizioni di funzionamento e dalla tecnologia di collettori impiegata [1]. Il tempo di vita di tale tecnologia si attesta attorno ai 20 anni [1].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

L'elevato livello di sviluppo tecnologico raggiunto dalla tecnologia solare termica garantisce un payback stimabile attorno ai 5 anni.

La competitività delle tecnologie SWH varia a seconda della nazione. Uno studio condotto nel 2009 sulla situazione cinese ha dimostrato che, nonostante un maggiore costo iniziale di investimento (per una fornitura di 100 l/giorno l'unità SWH pari a 248€ a confronto dei 164€ per uno scaldabagno elettrico e 139€ di uno a gas), la maggior durata e il più basso costo di operazione/manutenzione portavano ad un minore costo di sistema annuale (26€ per SWH, 90€ per il sistema elettrico e 61€ per quello a gas) [11]. In altre nazioni come Tunisia, Portogallo, USA e Israele gli ingenti incentivi e azioni regolatorie hanno consentito un rapido sviluppo della tecnologia con conseguente abbassamento dei costi di investimento e ampia penetrazione della tecnologia [9].

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo risultano essere fondamentalmente legati al costo della tecnologia, alla limitata densità di potenza (che richiede superfici di captazione consistenti per ottenere produzione di energia termica al soddisfacimento delle richieste del carico) e alla necessità dello sviluppo di sistemi di accumulo termico efficienti e ad elevata densità di energia di accumulo.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità di crescita della tecnologia solare termica sono principalmente legate allo sviluppo di applicazioni efficienti, caratterizzate da un costo inferiore rispetto allo stato dell'arte. Fra le tematiche di ricerca e sviluppo, da sviluppare all'interno di consorzi composti da centri di ricerca, produttori e progettisti, rientrano i Sistemi Solar Combi compatti, per singole abitazioni e per condomini; integrazione della tecnologia solare termica in case passive; sistemi solari termici non a concentrazione per applicazioni industriali [6].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La potenzialità di esportazione della tecnologia risulta essere strettamente legata al livello di innovazione di prodotto raggiunto. Allo scopo di poter competere con i mercati di produzione di massa e a basso costo, risulta necessario un ulteriore sforzo di ricerca e sviluppo a livello materiali, componenti e sistemi al fine di incrementare la qualità dei prodotti ad un costo competitivo con il mercato internazionale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le temperature relativamente modeste che possono essere raggiunte tramite l'utilizzo di tecnologie di riscaldamento solare sono potenzialmente utili in svariati settori dell'agricoltura e dell'industria (Figura 4 [8]).

Processi di pulizia e susseguente essiccamento, così come evaporazioni, pastorizzazioni e sterilizzazioni richiedono temperature simili ottenibili con questi processi.

Da sottolineare l'utilizzo di processi di Solar Heating per l'asciugatura di raccolti in agricoltura [10].

Le tecnologie di Solar Heating possono essere considerate per:

- settore industriale, per l'incremento dell'efficienza dei processi mediante integrazione di fonte rinnovabile termica; possibili anche facili azioni di retro-fitting.
- settore residenziale e terziario, per l'incremento della diffusione dell'impiego di fonti di energia rinnovabile termica, e riduzione delle emissioni connesse con l'impiego di tecnologie alimentate da combustibili fossili o energia elettrica.

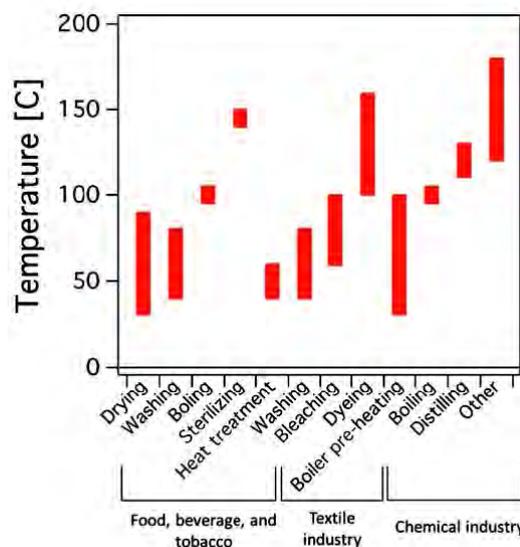


Figura 4 Temperature richieste in particolari processi industriali

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore residenziale e terziario
- Aziende agricole
- ESCO
- Impianti industriali con processi alimentati da energia termica a medio/bassa temperatura
- Impianti di Solar District Heating (SDH).

Sviluppo della tecnologia

- Aziende nel settore produzione energia termica per applicazioni domestiche e industriali.

ECCellenze in territorio nazionale

- **CNR:** sviluppo di impianti solari per raffrescamento (solar cooling)
- **ENEA:** sviluppo di sistemi, componenti, modellistica e metodi avanzati di calcolo per applicazioni solari a bassa e alta temperatura. Svolge attività per la certificazione dei collettori solari. Ha realizzato un impianto di Solar Cooling implementando l'impianto di climatizzazione esistente nell'edificio F51 in ENEA Casaccia, nell'ambito della Ricerca di Sistema Elettrico
- **Università di Palermo:** DREAM (Dipartimento di Ricerche Energetiche ed Ambientali dell'Università degli studi di Palermo), in collaborazione con l'ENEA, svolge da alcuni anni attività di ricerca nel campo del condizionamento estivo degli edifici con sistemi di Solar Cooling (impianto DEC (desiccant cooling))
- **Università di Padova:** attività per la valutazione e miglioramento delle prestazioni dell'impianto di Solar Heating e Cooling installato da ENEA
- **Università di Firenze:** sviluppo di sistemi e collettori solari a concentrazione
- **Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia:** Riscaldamento, ventilazione, condizionamento dell'aria e refrigerazione
- **Università di Cagliari:** sviluppo di sistemi per il solar cooling; sviluppo di un codice di calcolo per la simulazione del funzionamento di macchine frigorifere alimentate ad acqua calda, alle temperature dei collettori solari termici.

BEST PRACTICES

- sistema di teleriscaldamento a Graz (Austria) da solare termico con superficie di collettori installati paria a 500 m², capace di soddisfare la richiesta di acqua calda sanitaria per 188 appartamenti [3]
- impianto di Solar Cooling e produzione di acqua calda sanitaria per un college a Singapore. Area di collettori installati 3872 m² per alimentare un chiller ad assorbimento da 1.5 MW e un accumulo di acqua calda sanitaria da 6.5 m³ [4]
- impianto solar cooling per il condizionamento invernale ed estivo dell'edificio alla Scuola delle Energie (Edificio F92) nel CR ENEA Casaccia con impianto a pavimento radiante. Area collettori, del tipo a tubi evacuati, di 56 m², gruppo frigo ad assorbimento da 70kW, accumulo termico con 2 serbatoi da 1500l/cadauno. L'edificio è gestito da un sistema BEMS (Building Energy management System)
- impianto solar cooling (Edificio F96) realizzato nel CR ENEA Casaccia per la climatizzazione di una serra che sviluppa una superficie di 210 m² ed un volume di 950 m³. Area collettori installati 50 m² per alimentare un chiller ad assorbimento da 17,5 kW ed un accumulo di acqua calda da 1500 l. L'impianto è gestito da un sistema di controllo e gestione e acquisizione dati.



Impianto di solar heating and cooling presso Edificio F92 del CR ENEA Casaccia



Impianto di solar cooling (Edificio F51) del CR ENEA Casaccia



Impianto di solar cooling presso Edificio F96
"Serra a Contenimento" del CR ENEA Casaccia

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] John A. Duffie, William A. Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition. ISBN: 978-0-470-87366-3.
- [2] <http://www.estif.org/>
- [3] <http://solid.at/en/references/solar-heating/buildings>
- [4] http://solid.at/images/pdf/ref_e_uwc_Singapore.pdf
- [5] G. Vox, E. Schettini, A. Lisi Cervone, A. Anifantis, SOLAR THERMAL COLLECTORS FOR GREENHOUSE HEATING, ISHS Acta Horticulturae 801: International Symposium on High Technology for Greenhouse System Management: Greensys2007
- [6] Solar heating and cooling technology roadmap – European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling, June 2014.
- [7] R. Shukla, K. Sumathy, P. Erickson, and J. Gong, “Recent advances in the solar water heating systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, 173–190, Mar. 2013 “
- [8] A. Maurano, R. Amatya, V. Bulovic “Solar Heating for Residential and Industrial Processes” Working Paper of the Massachusetts Institute of Technology, 2015 (MITEI-WP-2015-04)
- [9] “Technology Roadmap Solar Heating and Cooling,” 2012. (OECD/IEA, 2012)
- [10] C. Philibert, “Barriers to technology diffusion: the case of solar thermal technologies,” Oct. 2006
- [11] “Background Paper : Chinese renewables status report,” 2009

DESCRIZIONE TECNICA

I materiali termoelettrici (TE) sono in grado di generare elettricità a partire da una fonte di energia termica o di essere usati come pompe di calore allo stato solido.

Una diffusione di questa tecnologia su larga scala è legata all'identificazione e allo sviluppo di materiali caratterizzati da una efficienza termodinamica superiore a quella dei materiali attualmente disponibili, per i quali si attesta attualmente a circa il 15% del limite di Carnot [1]. Vincoli di carattere tecnologico (difficoltà di disaccoppiare la conduzione elettrica da quella termica) sono all'origine della limitata efficienza e dei costi elevati dei dispositivi oggi disponibili, e hanno largamente circoscritto la tecnologia ad applicazioni aerospaziali complesse quali i Radioisotope Thermoelectric Generators [2]. La tecnologia TE è infatti caratterizzata da svariate proprietà appetibili per applicazioni nei settori automotive, aeronautico, militare, meccatronico ecc.: i generatori sono scalabili da dimensioni micrometriche fino a dimensioni tali da essere interfacciabili con impianti industriali, possono essere leggeri, e possono in linea di principio operare in condizioni estreme per tempi lunghi (ad es. sulla scala dei decenni).

Il progresso delle tecniche di sintesi di nuovi materiali, e in particolare di nuovi nanomateriali, oggi offre opportunità inedite per lo sviluppo di una generazione di dispositivi TE più efficienti, basati su materiali con proprietà non raggiungibili con i composti "bulk" che sono stati studiati negli ultimi decenni [3].

Un'ulteriore direzione di sviluppo è costituita dallo studio di nuovi materiali TE di natura polimerica, che potrebbero offrire dispositivi TE a basso costo e meccanicamente flessibili [4], interfacciabili in prospettiva con applicazioni domotiche, dispositivi biomedicali e sensori indossabili e impiantabili. In parallelo, vari soggetti industriali, come nel caso delle case automobilistiche (fra cui Volkswagen, Volvo, Ford e BMW) [4-6], stanno concretamente esplorando la possibilità di integrare dispositivi TE in prodotti di largo consumo. Soluzioni esplorate in questa direzione includono sistemi di waste heat recovery su impianti industriali o su reti di sensori wireless, che acquisiranno un ruolo sempre più importante nei prossimi anni nelle nuove tecnologie IoT per smart factories, cities e communities. Studi sperimentali sono attualmente condotti per valutare le proprietà di energy harvesting anche su polimeri piroelettrici, in modo da integrare la conoscenza consolidata dell'effetto piroelettrico, recentemente dimostrata per harvesting di energia solare, all'utilizzo di polimeri piroelettrici flessibili, indossabili e utilizzabili per la realizzazione di dispositivi biomedici nonché per la fabbricazione di generatori per l'alimentazione di sensori biometrici che sfruttano il calore corporeo [11]. Recenti ricerche di settore valutano che il mercato mondiale della tecnologia TE crescerà dai 40 milioni di dollari nel 2014 a 950 milioni nel 2024 [7].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

La tecnologia di generazione TE rimane attualmente diffusa soprattutto in applicazioni di nicchia. A livello europeo sono nate negli ultimi anni nuove compagnie con un forte focus sulla tecnologia TE, in particolare per applicazioni di piccola scala. Fra queste si ricordano: la greenTEG in Svizzera (<http://www.greenteg.com/>) e la Micropelt in Germania (<http://www.micropelt.com/>). Sempre in ambito europeo, la tecnologia TE sta attraendo un significativo interesse nell'ambito automotive e varie case automobilistiche (Volkswagen, Volvo e BMW) stanno sviluppando generatori TE in grado di recuperare energia dal calore di scarto del motore, in sostituzione degli alternatori. Le stime attuali indicano che questa tecnologia porterà ad un risparmio del 3-5% nel consumo di carburante [7].

Su scala mondiale, in particolare negli Stati Uniti, lo sviluppo di sistemi TE risulta significativamente più avanzato e ha visto la fondazione di svariate nuove compagnie, anche in ambito di recupero energetico da impianti di scala industriale.

Nazionale

Le applicazioni di generazione di energia basata su dispositivi TE non si sono ancora sviluppate in Italia. Sono tuttavia presenti compagnie che operano nell'ambito della tecnologia TE, utilizzata per la realizzazione di pompe di calore, come nel caso dei prodotti nautici della Peltech SRL (<http://www.peltech.com/>).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Sistemi TE per il recupero di energia termica da impianti industriali: TRL9, prodotti commerciali esistenti.

Sistemi TE per il settore automobilistico: TRL7, prototipi dimostrati da varie case automobilistiche ma non ancora in produzione su larga scala.

Sono inoltre in via di sviluppo (TRL 3) sistemi TE basati su nuovi materiali/nanomateriali.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia termoelettrica risulta particolarmente adatta all'energy harvesting, in particolare:

- Recupero di energia dal calore dissipato dai macchinari esistenti. In questo caso la tecnologia va ad impattare i consumi di qualsiasi fonte energetica primaria alimentando i macchinari a cui viene associata. Nel caso dei motori a combustione interna, comporterebbe un risparmio di carburante di origine petrolifera
- Energia solare. I generatori TE possono essere associati al solare a concentrazione, in casi in cui la scalabilità della tecnologia TE si rivelasse conveniente rispetto alle tecnologie alternative in questo ambito
- Corpo umano. I generatori TE per l'alimentazione di sensori biometrici potrebbero alimentarsi utilizzando il calore prodotto dal corpo umano.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia TE, in quanto largamente scalabile e molto robusta, risulta estremamente versatile e ci si aspetta che possa avere un impatto su svariati ambiti che vanno al di là di quello prettamente energetico. In particolare:

- **Reti di sensori remoti.** Grazie al recente e significativo sviluppo dell'elettronica a basso consumo, risulta oggi prevedibile la realizzazione di sistemi di monitoraggio alimentati da piccoli generatori TE in grado di raccogliere energia da fonti di calore nell'ambiente. In questo ambito la tecnologia TE potrebbe essere particolarmente appetibile nei casi in cui sorgenti alternative non risultano disponibili (come per esempio l'energia solare) o in cui risulta difficile e/o non desiderabile dover sottoporre a manutenzione i sistemi di monitoraggio
- **Sensori biometrici/indossabili.** In maniera analoga al punto precedente, piccoli generatori TE potrebbero essere usati in un futuro prossimo per alimentare sensori biometrici che sfruttano il calore del corpo umano per la loro alimentazione
- **Refrigerazione/condizionamento/pompe di calore allo stato solido.** Nel caso in cui la tecnologia TE raggiungesse una efficienza adeguata, potrebbe essere utilizzata in applicazioni HVAC (Heating, Ventilating and Air Conditioning) di larga scala, che oggi esistono ma confinate a mercati di nicchia. Gli ambiti applicativi potrebbero coinvolgere ancora il settore automotive o anche altri prodotti di largo consumo. In questo caso il valore aggiunto della tecnologia TE risiede nel fatto di essere facilmente scalabile sulle esigenze della specifica applicazione e di non richiedere virtualmente nessun tipo di manutenzione.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La tecnologia TE è relativamente poco correlata alle particolarità del territorio nazionale, in quanto il suo utilizzo più naturale consiste nel recupero di energia dal calore dissipato dai macchinari esistenti. In questo senso, la grande importanza del trasporto su gomma fornisce ampi spazi di miglioramento nell'efficienza energetica. Un possibile ulteriore impatto potrebbe verificarsi in connessione al recupero di energia da fonti di calore naturali (solare e geotermico) nei casi in cui le proprietà della tecnologia TE (per esempio la realizzazione di dispositivi di piccola scala) la rendano appetibile rispetto alle tecnologie convenzionalmente utilizzate in questi ambiti.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Come per tutti i generatori di energia rinnovabile, l'impatto ambientale dei dispositivi TE consiste soprattutto nella loro produzione ed eventuale smaltimento. Allo stato attuale alcuni materiali TE operanti ad alta temperatura sono poco inquinanti, quali SiGe, integrati su piattaforme "C-MOS compatible". Diversamente, vari materiali per applicazioni a temperature più vicine a quella ambientale contengono materiali rari e/o nocivi (BiTe, BiSe, PbTe, ecc.).

Durante la loro vita operativa, i dispositivi TE non hanno nessun impatto inquinante e al contrario possono aumentare l'efficienza energetica dei macchinari esistenti, come per esempio nel caso dell'adozione di un generatore TE in sostituzione dell'alternatore in una automobile.

Emissioni CO₂/MWh

Nessuna emissione di CO₂ durante la produzione di energia elettrica.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Nel caso dei veicoli a motore, si prevede che l'adozione di sistemi TE per il recupero dell'energia dal calore disperso dai motori a combustione interna porterà ad un risparmio di carburante fra il 3 e il 5% [8]. Considerato che 1 MWh di energia termica corrisponde alla combustione di circa 75 kg di combustibile, si può stimare un risparmio di 2,3-3,8 kg di carburante e una emissione evitata di circa 7-12 kg CO₂ per ogni MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Le efficienze attuali dei dispositivi TE variano molto con le applicazioni e le condizioni di operazione. Limitandosi al caso dei generatori TE per sostituire gli alternatori nel settore dei trasporti, le attuali previsioni sono che questa tecnologia porterà ad un risparmio di carburante stimato fra il 3 e il 5% [7]. Se quando applicata universalmente ai veicoli a combustione interna circolanti, questa transizione tecnologica comporterà una riduzione nel consumo di carburante in Italia, considerando un consumo annuo dell'ordine dei 30-40 milioni di tonnellate di benzina e gasolio [10] di 1-2 milioni di tonnellate all'anno, corrispondenti a: (i) un risparmio energetico di 15-30TWh di energia termica annua; (ii) una potenza termica media non consumata, di 1,5-3,0 GW; (iii) una quantità di CO₂ non emessa di 3-6 milioni di tonnellate annui.

I tempi di vita attesi sono molto lunghi in quanto i dispositivi non contengono parti in movimento e sono generalmente molto robusti. Le statistiche su prodotti di largo consumo, che stanno emergendo solo di recente, restano scarse. Tuttavia, i tempi di vita si possono estendere sulla scala dei vari decenni. Un caso esemplare è costituito dal generatore TE in SiGe che alimenta la sonda Voyager 1, che attualmente si trova a circa 20 miliardi di chilometri dalla Terra: il suo generatore TE è in operazione nello spazio da quasi 40 anni e si prevede smetterà di funzionare intorno al 2025, solo per esaurimento della fonte di calore nucleare con cui è a stretto contatto. Questi parametri rendono particolarmente interessante la tecnologia in riferimento ai prossimi sviluppi attesi nel settore spaziale a livello Italiano ed Europeo.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di investimenti dipendono essenzialmente dalla tecnologia utilizzata. Dispositivi basati su fibre polimeriche hanno costi ridotti mentre dispositivi a stato solido hanno costi più elevati poichè per la loro sintesi necessitano di tecnologie più costose.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia TE sono: (i) know-how all'ingresso per cui è necessario innescare una filiera di ricerca e produttiva efficace; (ii) l'efficienza limitata degli attuali convertitori; (iii) il costo e la tossicità di alcuni dei materiali utilizzati come elementi attivi. In generale, la crescita della infrastruttura produttiva in Italia risulta più lenta che in altre parti del mondo, come per esempio in nord Europa e negli Stati Uniti.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Si riscontra a livello nazionale la presenza di competenze diffuse di ricerca di altissimo livello. Allo stesso tempo, l'ampia presenza di soggetti produttivi e distretti industriali nei settori della meccatronica, dell'aerospazio, e dell'automotive, e dei relativi indotti, consentono di stimare un impatto potenziale sul PIL significativo qualora si riuscisse a collegare i soggetti di ricerca ed aziendali direttamente interessati allo sviluppo della tecnologia TE.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Sistema industriale: recupero di energia dal calore di scarto. Vantaggio sta nella flessibilità della tecnologia (scalabile, poca manutenzione)

Trasporti: dove l'utilizzo dei dispositivi TE hanno un grosso impatto. Case automobilistiche come Volkswagen, Volvo, Ford e BMW stanno concretamente esplorando la possibilità di integrare dispositivi TE in prodotti di largo consumo

Residenziale: diversamente dai casi precedenti andiamo sull'ipotetico. Se l'efficienza aumenta si può pensare a sistemi a pompe di calore allo stato solido per il condizionamento degli ambienti e per la refrigerazione

Terziario: nuove applicazioni come reti di sensori, sensori indossabili, ecc.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Ad oggi la tecnologia TE viene utilizzata per la realizzazione di pompe di calore allo stato solido, ad es. per il settore nautico.

Sviluppo della tecnologia

- Microelettronica
- Meccatronica
- Aeronautico/aerospaziale.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

L'Italia presenta diverse eccellenze in ambito TE:

- **Scuola Normale Superiore:** studio sperimentale delle proprietà termoelettriche di materiali nanostrutturati
- **Università del Salento:** studio sperimentale di nuovi materiali TE di natura polimerica, che potrebbero offrire dispositivi TE a basso costo e meccanicamente flessibili
- **Laboratorio LNESS** (Politecnico di Milano e IFN-CNR): Progettazione e la realizzazione di super-reticoli ad alto contenuto di Ge integrati su silicio e loro nano-strutturazione per bloccare lo scattering della diffusione dei fononi acustici a basse lunghezze d'onda
- **Università di Como Insubria:** teoria delle proprietà termoelettriche dei sistemi interagenti
- **Università di Genova:** sintesi e caratterizzazione di materiali termoelettrici
- **CNR:** oltre ad una intensa attività di studio e ottimizzazione di materiali a matrice nanometrica polimerici e convenzionali, progetta e realizza i relativi moduli e ne caratterizza le proprietà fondamentali e tecnologiche.

Da segnalare come di recente è stata costituita anche l'Associazione Italiana di Termoelettricità, che vede personale CNR nel suo direttivo, volta a diffondere quanto possibile la tecnologia e a creare una sinergia tra le competenze nazionali in queste tematiche anche al fine di ottimizzare la ricerca nel settore e accedere a finanziamenti esterni.

BEST PRACTICES

Impianti industriali: da pochi anni sono disponibili dispositivi per il recupero energetico su scala industriale, prodotti da compagnie statunitensi come la Perpetua (<http://perpetuapower.com/>) e la Alphabet energy (<http://www.alphabetenergy.com/>).

Settore automobilistico: varie case automobilistiche fra cui BMW, Volkswagen, Ford e Volvo hanno dimostrato prototipi in cui l'alternatore è sostituito da un generatore TE in grado di recuperare energia scambiando calore fra le parti calde del motore e l'ambiente circostante.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] G. Jeffrey Snyder and Eric S.Torberer, "Complex thermoelectric materials", Nature Materials 7, 105 (2008). DOI: 10.1038/nmat2090
- [2] <https://solarsystem.nasa.gov/rps/rtg.cfm>
- [3] M. S. Dresselhaus, G. Chen, M. Y. Tang, R. G. Yang, H. Lee D. Z. Wang, Z. F. Ren, J.-P. Fleurial and P. Gogna, Adv.Mater. 19, 1043 (2007).
- [4] Presentazione al DoE Thermoelectric Applications Workshop, San Diego 2011. "Overview of Ford's Thermoelectric Program", <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f13/maranville.pdf>
- [5] Presentazione al DoE Thermoelectric Applications Workshop, San Diego 2011. "Efficient and Dynamic: the BMW Group roadmap for the application of thermoelectric generators" http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f13/eder_0.pdf
- [6] Report GenTherm 2014 "Thermoelectric Waste Heat Recovery Program for Passenger Vehicles" http://energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f17/ace080_barnhart_2014_o.pdf
- [7] Ricerca di mercato della IDTechEx. "Thermoelectric Energy Harvesting 2014-2024: Devices, Applications, Opportunities", November 2015, <http://www.researchandmarkets.com/research/36dxkm/thermoelectric>
- [8] R. Venkatasubramanian et al., 'Thin-film thermoelectric devices with high room-temperature figure of merit', Nature 413, 597 (2001)
- [9] D.M. Rowe (Ed.), 'Thermoelectrics Handbook: Macro to Nano' CRC Taylor and Francis (2006)]
- [10] RAEE2011 – Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2013 (Enea) <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/RAEE20132.pdf>.
- [11] L. Battista, L. Mecozzi, S. Coppola, V. Vespini, S. Grilli, P. Ferraro, "Graphene and carbon black nanocomposite polymer absorbers for a pyro-electric solar energy harvesting device based on LiNbO3 crystals" Applied Energy 136, 357-362 (2014).

DESCRIZIONE TECNICA

La biomassa lignocellulosica, a differenza dei rifiuti, che contengono plastiche e materiali derivati dal petrolio, può essere considerata a pieno titolo una fonte di energia rinnovabile. Le biomasse possono essere utilizzate per la produzione di energia termica, elettrica o cogenerazione (termica ed elettrica assieme) mentre le tecnologie vengono distinte a seconda della quantità di ossigeno impiegato nella conversione termochimica: si parla di combustione e gassificazione in presenza di ossigeno, pirogassificazione in presenza parziale di ossigeno, e di pirolisi quando l'ossigeno è utilizzato esclusivamente per l'avvio della reazione.

Per la sola produzione di calore i sistemi di combustione possono avere taglia molto ridotta (stufe, cucine economiche), o superare i 100 MW di potenza installata, che utilizzano reti di teleriscaldamento per la distribuzione agli utenti finali. Se la biomassa si presenta sotto forma di cippato (scaglie di legno) le caldaie hanno un funzionamento automatizzato grazie ad appositi sistemi di alimentazione (spintori, coclee). La combustione avviene in caldaie dotate di griglie fisse o, più frequentemente, mobili. Quest'ultime sono utilizzate soprattutto in impianti medio-grandi e garantiscono migliori condizioni di combustione, facendo fronte alla tipica disomogeneità del combustibile lignocellulosico in pezzatura e umidità. Il funzionamento si basa sul movimento delle sezioni della griglia, costituite in barre in lega di acciaio, le quali determinano lo spostamento della biomassa lungo la griglia stessa e il progressivo essiccamento, sino alla completa combustione; le ceneri sono rimosse automaticamente dal movimento della griglia per un efficace controllo dello spessore del letto anche in condizioni di rammollimento e parziale fusione delle ceneri. Per la produzione di elettricità o la cogenerazione la biomassa viene bruciata utilizzando le tecnologie sopra descritte o impianti a letto fluido (di taglia maggiore). L'elettricità viene prodotta con turbine a vapore o cicli Rankine a fluido Organico (ORC) se si utilizzano normali caldaie di combustione. Nel caso di impianti a gassificazione l'energia elettrica viene prodotta da turbine a gas o motori a combustione interna e il calore generato può essere un prodotto utile dell'impianto (cogenerazione). Per la produzione di energia elettrica di grande taglia si utilizzano impianti convenzionali a vapor d'acqua a ciclo Rankine, mentre per centrali di taglia inferiore (<2 MWe) vengono preferiti i sistemi ORC, che lavorano con fluidi organici e hanno all'uscita della caldaia vapore saturo. Ciò rende più semplici gli impianti (mancanza surriscaldatore), e garantisce costi di gestione minori.

La gassificazione del legno è uno dei processi che negli ultimi anni è stato oggetto di rinnovato interesse e innovazione tecnologica. Il processo converte rapidamente un combustibile solido (biomassa) in un combustibile gassoso, costituito principalmente da idrogeno, metano e monossido di carbonio che può essere utilizzato quale combustibile in turbine a gas, motori endotermici o fuel cell, permettendo la produzione di energia elettrica termica o biocarburanti (attraverso processi di sintesi) [8].

I gassificatori possono essere a letto fluido o a letto fisso. Questi ultimi si dividono inoltre in: - updraft - downdraft - cross current (crossdraft) - open core. Nel updraft o a tiraggio superiore (detti anche a controcorrente) il gas sale mentre il combustibile scende verso il basso. La biomassa è essiccata ad opera del gas di sintesi caldo ascendente, mentre il combustibile solido è pirolizzato e produce un char che continua il suo moto verso la parte bassa del reattore per essere gassificato; i vapori di pirolisi sono trascinati verso l'alto dal gas di sintesi. Il gas combustibile prodotto contiene una frazione relativamente alta di tars e idrocarburi che gli conferiscono un elevato potere calorifico. I vantaggi principali dei gassificatori updraft sono la relativa semplicità costruttiva e l'alta efficienza termica grazie al calore recuperato dal gas di sintesi per l'essiccazione e la pirolisi della biomassa prima che questa entri nella zona di gassificazione. Pur avendo elevate efficienze di conversione i gassificatori up draft producono un syngas con un elevato contenuto di catrami (tar) che rendono difficile l'utilizzo diretto e richiedono forti sforzi per la sua pulizia e renderlo conforme alle caratteristiche richieste dagli utilizzatori finali.

Nel downdraft o a tiraggio inferiore (detti anche a equicorrente) sia l'ossidante che il combustibile scendono verso la parte bassa del gassificatore attraverso un letto di solidi a pacco, supportati da una strizione Venturi del reattore detta gola o diavolo, dove avviene la maggior parte delle reazioni di gassificazione. Ciò consente alte conversioni dei prodotti di pirolisi e quindi un basso contenuto di tar nel gas combustibile di sintesi. La particolare configurazione minimizza la percentuale di tar nel gas prodotto. I gassificatori di questo tipo sono relativamente semplici e molto diffusi. A causa del basso contenuto di tar nel gas di sintesi si prestano bene ad essere usati per la produzione di energia elettrica di piccola taglia con motori a combustione interna o microturbine. Il funzionamento dei gassificatori a letto fisso crossdraft è simile a quello degli updraft ma il combustibile si muove verso il basso mentre l'ossidante è immesso trasversalmente. L'Open core si presenta come una variante del downdraft senza gola per biomasse con alto contenuto di cenere che viene continuamente rimossa dalla grata.

I gassificatori a letto fluido si suddividono in letto bollente, letto circolante, letto pressurizzato. Nel gassificatore a letto bollente sono presenti due fasi: una fluida nella parte inferiore e una gassosa nella parte superiore del gassificatore. In quello a letto circolante la miscela bifase gas/solido non è stratificata in due fasi di densità nettamente diversa, ma si ha un progressivo incremento della fase gassosa salendo verso l'alto; il gas che esce dal reattore deve essere separato dalle particelle solide trasportate dal flusso, le quali sono poi reinserite nel reattore. I gassificatori a letto pressurizzato hanno la caratteristica di operare in atmosfera pressurizzata, al contrario dei precedenti in cui si mantiene la pressione atmosferica [4].

Recentemente sono stati anche proposti una serie di gassificatori innovativi multistage con l'obiettivo di separare le varie reazioni che avvengono nel processo, in particolare essiccazione, pirolisi e gassificazioni, ciò permette di rendere l'impianto molto più versatile e flessibile sia per tipologia di biomassa che per caratteristiche (umidità pezzatura ecc). Le varie sezioni hanno l'obiettivo

di generare char che viene gassificato nella sezione finale, ciò permette di realizzare una sorta di pretrattamento a monte del gassificatore generando del carbonio da gassificare nella sezione finale e producendo un syngas con minori catrami.

La conversione termochimica di biomasse in assenza o limitata presenza di ossigeno è definita pirolisi o piroschissione. Rispetto alla tecnologia di gassificazione, la pirolisi e pirogassificazione si caratterizzano per una resa più elevata in residuo carbonioso solido (char o biochar). Quest'ultimo è una matrice ad elevato contenuto di carbonio ed è altamente recalcitrante alla degradazione. Negli ultimi anni l'utilizzo di questa matrice come ammendante in agricoltura ha destato grande interesse come strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici, in quanto in grado di coniugare la produzione di calore e di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili, e il sequestro di carbonio organico nei suoli.

Le tecnologie di pirolisi si differenziano sulla base del tempo di processo (da alcune ore a pochi secondi) e della temperatura di esercizio. Si distinguono Slow pyrolysis (400 °C - 650 °C) Fast pyrolysis (650 °C - 850 °C) e PyroGasification (900 °C - 1100 °C). I diversi processi forniscono rese diverse in termini di biochar prodotto e biochar con caratteristiche differenti.

Oltre alla produzione di energia e al sequestro di carbonio, l'uso del biochar come ammendante dei suoli ha un grande interesse agronomico, la letteratura scientifica su questo tema ha ampiamente dimostrato che l'applicazione di biochar al suolo: migliora le caratteristiche chimiche, fisiche e biologiche con un aumento medio delle rese agricole pari al 10% [9], riducendo il loro fabbisogno idrico [1].

L'utilizzo del biochar in agricoltura è stato recentemente normato in Italia con il suo inserimento nella lista degli ammendanti (Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°186 del 12-8-2015). La legge definisce le caratteristiche delle biomasse utilizzabili per la produzione di biochar e le specifiche chimiche e fisiche del prodotto finale.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In ambito europeo (EU28) sono stati censiti 3696 impianti a biomassa (cippato di legno). Di questi il 75% sono impianti per la sola produzione di calore, 21% per la cogenerazione e soltanto il 3% centrali elettriche. In termini di numero di impianti spiccano Francia (oltre 600), Austria (oltre 550), Germania e Finlandia (oltre 470) e Svezia (oltre 310). La taglia media degli impianti è fortemente legata al tipo di energia prodotta: i sistemi termici si attestano sui 5 MW, poiché devono essere dimensionati in modo tale da scaldare in modo capillare centri abitati di taglia medio-piccola. I sistemi di cogenerazione, in media di 45 MW, sono in genere al servizio di città attraverso una rete di teleriscaldamento molto estesa, complessa e costosa. In altri casi questi sono associati a industrie con alto fabbisogno di energia termica/vapore, come le cartiere. Le centrali elettriche hanno una taglia media di 56 MW [1].

Nazionale

Il censimento dei Comuni Rinnovabili 2015 di Legambiente dichiara che gli impianti a biomassa solida sono presenti su 1733 comuni, per una potenza installata totale di 1.131 MW termici, 942.3 MW elettrici e 350 kW frigoriferi [11]. A questi vanno aggiunti oltre 2 milioni di impianti domestici a biomassa di tipo moderno e con elevata efficienza alimentati a legna, cippato o pellet (la stima del numero di impianti è estremamente difficile). Nella tabella seguente si riportano i primi dieci comuni per potenza termica installata (nel caso di Strongoli da imputarsi a due centrali elettriche). Ad esclusione degli impianti di Brunico, Fiera di Primiero e Tirano che utilizzano il calore prodotto, tutti gli altri impianti dissipano l'energia termica senza alcun utilizzo riducendo drasticamente l'efficienza energetica complessiva (ovvero il rapporto tra energia utile prodotta e l'energia contenuta nel combustibile).

Le tecnologie di pirolisi, secondo una proiezione realizzata dall'Associazione Italiana Biochar (ICHAR) raggiungono al 2016 una potenza installata pari a 32.000 kW in circa 100 impianti con un fabbisogno di biomassa superiore alle 200kt di sostanza secca.

Provincia	Comune	MWe	MWt
KR	Strongoli	46	130
KR	Crotone	21	70
BZ	Silandro	2,4	60
KR	Cutro	16,5	50
CS	Rende	15	47
VC	Crove	14,4	33
BZ	Brunico	0,99	31
TN	Fiera di Primiero	0,99	22
SO	Tirano	2	21,3
CN	Verzuolo	5,9	19

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Tecnologia di conversione energetica della biomassa	TRL
Combustione diretta (calore)	9
Combustione diretta (vapore per potenza o cogenerazione)	9
Combustione diretta (ORC per potenza o cogenerazione)	9
Gassificazione grande taglia (letto fluido)	9
Gassificazione taglia medio piccola	7-8
Pirolisi	7-8

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Biomasse lignocellulosiche vergini (ovvero che abbiano subito soltanto trattamenti e trasformazioni di tipo fisico/meccanico ma non chimici).

Le principali fonti di biomassa lignocellulosica sono:

- Residui forestali
- Residui di prima lavorazione del legno (segherie)
- Residui agricoli
- Manutenzione di alvei fluviali, alberature fuori foresta, verde urbano
- Colture energetiche

Da notare la competizione tra l'uso energetico della biomassa legnosa e quello industriale (pannelli, carta) che si contendono la stessa materia prima.

Il Biochar è prodotto a seguito di processi di pirolisi e gassificazione a carico di prodotti e residui di origine vegetale provenienti dall'agricoltura e dalla selvicoltura, oltre che di sanse di oliva, vinacce, cruscamì, noccioli e gusci di frutta, cascami non trattati della lavorazione del legno, in quanto sottoprodotti di attività connesse.

Requisiti fondamentali: 1) la tracciabilità della biomassa 2) l'assenza di materiali e/o elementi inquinanti.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

- Gestione delle biomasse agricole residuali e aumento di competitività dei prodotti agricoli principali, grazie al minor costo di gestione
- Gestione dei residui legnosi boschivi e aumento di competitività dei prodotti forestali principali, grazie al minor costo di gestione
- Un mercato attivo della biomassa consente di ampliare il ventaglio di offerta dei prodotti di aziende agroforestali, ad esempio con l'introduzione di colture da energia in aree marginali
- Miglioramento delle proprietà agronomiche dei suoli con aumento delle rese agricole fino al 10% [10] attraverso l'uso del biochar
- Sequestro di carbonio organico nei suoli (biochar)
- Fitorimediazione di suoli contaminati o salini e riutilizzo di acque di irrigazione saline (biochar).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

In Italia il potenziale di residui legnosi non ancora utilizzati è molto ampio. L'ENEA [5] stima che il settore agricolo produca annualmente 4 milioni di tonnellate di residui (non utilizzati). Questi vengono generati dalla gestione di frutteti, oliveti e vigneti (potature ed espunti). Il settore forestale, il cui utilizzo per fini energetici è più affermato, può contribuire ancora con circa 2,5 milioni di tonnellate annue. Questi valori, se ricondotti in energia potenzialmente disponibile restituiscono circa 19 TW di energia termica disponibile annualmente.

L'uso migliore delle biomasse nel nostro paese riguarda impianti di piccola-media taglia, ben localizzati in modo da minimizzare il

bacino di approvvigionamento del combustibile (trasporto della biomassa). I sistemi di teleriscaldamento (solo calore) garantiscono la massima efficienza energetica. I sistemi di cogenerazione, anche se collegati a una rete di utenze per l'utilizzo del calore, hanno inevitabilmente un'efficienza complessiva bassa: infatti la centrale è in funzione anche nelle stagioni in cui non vi è domanda di calore, che quindi va dissipato senza uso. Diverso è il caso di impianti cogenerativi legati a industrie, che assorbono il calore tutto l'anno.

Impianti ben progettati e dimensionati, se alimentati da biomassa prodotta localmente, portano ricadute positive sul territorio migliorando l'economia delle attività agricole e forestali.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

In linea di principio la CO₂ emessa durante la combustione viene fissata dalle piante nel loro accrescimento. In realtà la bioenergia non è "CO₂ neutral", sia perché l'utilizzo di legno diminuisce temporaneamente la quantità di CO₂ fissata nelle specie arboree che impiegherà del tempo per essere recuperata, sia perché nella filiera produttiva sono utilizzati combustibili fossili per la produzione degli impianti (valido per tutte le RES) nonché per la produzione e trasporto del combustibile.

Le analisi di tipo LCA (Life Cycle Analysis) mostrano che in termini di CO₂ l'uso delle biomasse determina un impatto di almeno un ordine di grandezza inferiore a quello generato dai combustibili fossili (carbone e gas) a parità di energia prodotta. A livello di impatto locale (NO_x, particolato, composti organici volatili) con le attuali tecnologie si osservano al contrario indici di emissione prossimi o anche superiori a quelli dei combustibili fossili [12]. L'utilizzo di adeguati sistemi di abbattimento dei fumi consente di abbattere gli inquinanti in maniera efficace, particolarmente negli impianti di taglia medio-grande [17].

Le strategie basate sulla pirolisi delle biomasse e il successivo interrimento del biochar sono state definite tra le più efficienti Negative Emission Technologies (NETs), nel mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici, in quanto in grado di sottrarre carbonio dal ciclo di breve periodo degli ecosistemi agricoli o forestali, e inserirlo in uno di lungo periodo aumentando gli stock di carbonio organico del suolo con una matrice avente un mean residence time che è stato valutato tra le centinaia e le migliaia di anni (Smith, 2016). Il biochar può essere usato per il fitorimediazione dei suoli inquinati o salini. Prove sperimentali indicano un aumento degli ecosystem services del suolo e della biodiversità in seguito all'ammendamento con biochar [3].

Emissioni CO₂/MWh

La CO₂ emessa sul ciclo di vita per l'utilizzo energetico della biomassa è variabile, ma indicativamente si può assumere un valore di 0,1 tCO₂/MWh [14].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le strategie basate sulla pirolisi e successivo interrimento del biochar sono state definite tra le più efficienti Negative Emission Technologies (NETs) in quanto in grado di sottrarre il carbonio dal ciclo di breve periodo degli ecosistemi agricoli o forestali, e inserirlo in uno di lungo periodo aumentando gli stock di carbonio organico con una sostanza avente un mean residence time che è stato valutato tra le centinaia e le migliaia di anni [16]. Se implementato a scala globale il potenziale di mitigazione legato a questa strategia è stato valutato in grado di controbilanciare fino al 12% delle emissioni antropogeniche [19].

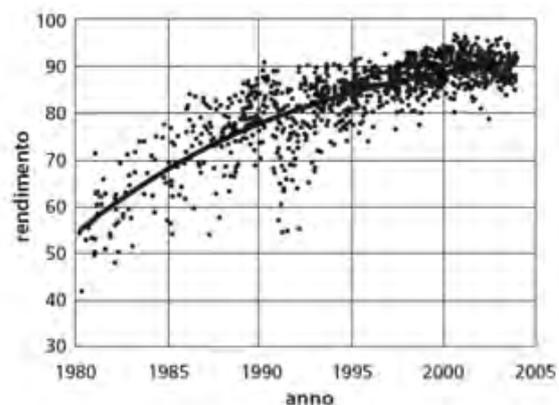
EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento energetico degli impianti a biomassa ha avuto un grande sviluppo negli ultimi trenta anni.

L'efficienza energetica si attesta al di sopra dell'80% anche per gli impianti di piccola taglia che adottino tecnologie di controllo della combustione.

In sistemi di cogenerazione il rendimento elettrico arriva sino al 20% e il termico fino a 60% (a seconda della tecnologia e di quale sia il tipo di energia prioritario). Impianti di gassificazione di piccola taglia hanno rendimenti inferiori poiché parte dell'energia viene utilizzata per alimentare il processo.

La vita utile degli impianti di combustione e cogenerazione (vapore e ORC) è superiore ai 15 anni. Per impianti di gassificazione la vita utile si attesta attorno a 8-10 anni per quanto la tecnologia stia rapidamente maturando.



Andamento del rendimento delle caldaie a biomassa di piccola taglia (uso domestico) per la generazione di calore secondo i rilievi di certificazione del BLT (Austria) [18].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Gli impianti di riscaldamento e teleriscaldamento (solo calore) alimentati a cippato di legno hanno un payback di circa 4 anni (senza finanziamenti pubblici) [6]. Nel caso di impianti con rete di teleriscaldamento per la distribuzione del calore, questa pesa per circa il 35-55% dell'investimento e va attentamente pianificata.

I principali elementi che pesano sul tempo di ritorno dell'investimento sono:

- Il carico termico sulla rete di teleriscaldamento (almeno 800 kWh/metro lineare)
- Utilizzo annuale della rete di teleriscaldamento e degli impianti di cogenerazione di almeno il 75%
- Adeguato dimensionamento del carico base e di picco.

A causa del maggior costo di investimento e di gestione il tempo di ritorno di impianti di cogenerazione è maggiore e dipendono in larga misura dagli incentivi pubblici per la loro sostenibilità.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

- Un limite importante della biomassa combustibile è rappresentato dalla minore densità energetica rispetto ai combustibili tradizionali di origine fossile. Nel caso del legno, infatti, sono necessari fino a 5 m³ di legno per sostituire 1 m³ di combustibile tradizionale. La bassa densità energetica rende cruciali le operazioni di approvvigionamento, che diventano particolarmente onerose negli impianti di taglia medio-grande (potenza nominale superiore ad 1 MWe). Da qui la ricerca di soluzioni innovative che consentano la produzione di energia elettrica in piccoli impianti, molto più semplici da approvvigionare con risorse locali (filiera corta)
- La mancanza di una rete di professionisti capaci di progettare e installare in maniera adeguata è la principale causa di insuccesso tra gli impianti esistenti. Tali errori si manifestano in ogni fase, dalla scelta del luogo idoneo per un'installazione, il dimensionamento, sino agli aspetti gestionali (es. accumulatori inadeguati, depositi di combustibile difficilmente accessibili)
- Il sistema legislativo limita talvolta l'uso di residui agricoli vergini, trattati comunque come rifiuti speciali.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La combustione della biomassa è una tecnologia relativamente matura. Gli sviluppi principali si orientano verso i sistemi di cogenerazione di piccola taglia (piro-gassificatori) e i sistemi di abbattimento dei fumi. Merita di essere citata il mercato delle stufe a pellet di legno, in cui i produttori italiani sono particolarmente attivi.

Lo sviluppo delle filiere di pirolisi-biochar è relativamente giovane e l'utilizzo del biochar in agricoltura è stato normato nel 2015 con il suo inserimento nella lista degli ammendanti ammessi in agricoltura (Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°186 del 12-8-2015). A valle di questa approvazione numerosi impianti di pirolisi e pirogassificazione realizzati sul territorio nazionale esclusivamente ai fini della produzione energetica stanno ricollocando la propria ragione produttiva diventando anche produttori di fertilizzanti.

A livello globale la crescita del mercato del biochar è stata stimata di oltre il 17% nel periodo 2015-2023 [19].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'Italia è in grado di esportare alcune eccellenze tecnologiche nel settore, come i sistemi a ciclo ORC della Turboden.

Tuttavia una voce importante delle esportazione nel settore sono gli impianti a contenuto tecnologico relativamente ridotto ma affermati per il design (stufe per ambiente).

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La bioenergia può avere un impatto diretto nei seguenti settori:

- Industrie con richiesta di calore di processo
- Residenziale e turistico.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Aziende agricole
- ESCO
- Gruppi industriali per la produzione di energia elettrica
- Industrie con alto consumo di energia termica (es. settore alimentare)
- Enti pubblici (per autoconsumo o fornitura di servizio)
- Consorzi di produttori e proprietari forestali
- Settore alberghiero (riscaldamento)
- Aziende florovivaistiche (riscaldamento serre, integrazione di biochar nel substrato)
- Produttori di fertilizzanti ed ammendanti
- FIPER - Federazione Italiana Produttori Energia da Fonti Rinnovabili. Riunisce i gestori di impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa
- AIEL- Associazione italiana Energie agroforestali
- ICHAR - Associazione Italiana Biochar.

Sviluppo della tecnologia

- Pezzolato – industria di cippatori per la produzione di combustibile legnoso e costruzione impianti di gassificazione di piccola taglia
- UNICONFORT – industria di caldaie a biomassa
- Turboden - Costruzione di turbogeneratori di tipo Rankine a Fluido Organico
- RE-CORD - Renewable Energy Consortium for Research and Demonstration
- Walter Tosto, ESPE, EMETA.

Turboden ha partecipato a innovativi progetti di ricerca: Turbogeneratore Organic Rankine Cycle - valorizzazione del prodotto (finanziato a livello nazionale per 2,5 mil. di euro) per l'innovazione della componentistica dell'unità; progetto pilota H-REII finanziato da CE per audit energetici delle società italiane. L'audit identifica il potenziale di recupero di calore utilizzando le unità ORC. Lo sviluppo di filiere basate sul binomio pirolisi-biochar è in crescita in Italia e coinvolge aziende agricole e florovivaistiche (sia come produttori di biomassa che come utilizzatori di biochar), produttori di impianti, e produttori di fertilizzanti.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Università degli Studi di Firenze, Dipartimento di Energetica:** studi sui sistemi di combustione e trasformazione della biomassa lignocellulosica
- **Centro di Ricerca Interuniversitario sulle Biomasse di Energia (CRIBE):** produzione/conservazione delle biomasse da energia, tecnologie e impianti per la trasformazione e utilizzazione
- **ENEA:** caratterizzazione biomasse e correnti di processo, sviluppo processi e tecnologie innovative di conversione, test materiali avanzati, sviluppo atlante Biomasse
- **CNR:** Biochar e produzione e approvvigionamento di biomassa combustibile
- **Associazione Italiana Biochar (ICHAR):** ricerche su biochar con CNR, Università (di Perugia, Udine, Bologna, Bolzano ecc.) e altri Enti, in numerosi settori agronomico, caratterizzazione dei materiali, processi produttivi.

BEST PRACTICES

La centrale termica di Tirano, entrata in esercizio nel 2000, con 20 MW di potenza termica e 1,1 MW di potenza elettrica, è stata la prima centrale italiana ad ottenere una certificazione energetica internazionale.

Grazie a questo impianto di teleriscaldamento si evita il consumo di 6 milioni di litri di gasolio l'anno, risparmiando oltre 15 mila tonnellate di CO₂ /anno.

La centrale è composta da due caldaie da 6 MW e una da 8 MW. Questa centrale ha un risultato energetico per il 18% elettrico e 82% termico, i 60 mila quintali annui di biomassa che alimentano la centrale provengono dal materiale di scarto di due segherie locali e da altre segherie situate in Valtellina e in Val Camonica. Sono formati da cippato, corteccia, segatura e trucioli di legno e vengono consegnati alla centrale settimanalmente. Parte del combustibile proviene dalla manutenzione dei boschi Valtellinesi, Valle Camonica ed Engadina, dalla manutenzione del verde urbano e dalle potature dei vigneti.

Per quanto riguarda l'implementazione di una strategia integrata di pirolisi e utilizzo del biochar si riportano gli esempi della città di Stoccolma per il riutilizzo dei residui del verde urbano [7].



Gassificatore three stages – CR ENEA Trisaia



La centrale di Tirano (Fonte <http://tcvvv.it/le-centrali/tirano>)



Impianto di gassificazione a letto fisso del CR ENEA Trisaia(Fonte ENEA)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] AEBIOM. European Bioenergy Outlook (2015)
- [2] Baronti, S., Vaccari, F. P., Miglietta, F., Calzolari, C., Lugato, E., Orlandini, S., ... & Genesio, L. (2014). Impact of biochar application on plant water relations in *Vitis vinifera* (L.). *European Journal of Agronomy*, 53, 38-44.
- [3] Beesley, L., Moreno-Jiménez, E., Gomez-Eyles, J. L., Harris, E., Robinson, B., & Sizmur, T. (2011). A review of biochars' potential role in the remediation, revegetation and restoration of contaminated soils. *Environmental pollution*, 159(12), 3269-3282.
- [4] Compaore S., "Motori a combustione interna e turbine a gas di piccola taglia per gas di sintesi", Tesi di Laurea Triennale Università degli Studi di Padova – Facoltà di Ingegneria, 2012.
- [5] ENEA (2009) Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine, atlante Biomasse su WEB-GIS. Report RSE/2009/167, pp140 (http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Censimento_biomasse/RSE167.pdf).
- [6] Fagarazzi C., Tirinnanzi A., Cozzi M., Di Napoli F., Romano S. (2014). The Forest Energy Chain in Tuscany: Economic Feasibility and Environmental Effects of Two Types of Biomass District Heating Plant. *Energies*, 7, 5899-5921
- [7] <http://international.stockholm.se/news/2014/09/MayorsChallenge/>
- [8] <https://www.reportbuyer.com/product/3605413/global-biochar-market-size-share-development-growth-and-demand-forecast-to-2023-industry-insights-by-application-gardening-agriculture-household-feedstock-agriculture-waste-forestry-waste-animal-manure-biomass-plantation-technology-microw.html>
- [9] Jeffery, S., Verheijen, F.G.A., Van Der Velde, M., Bastos, A.C., 2011. A quantitative review of the effects of biochar application to soils on crop productivity using meta-analysis. *Agric. Ecosyst. Environ.* 144 (1), 175–187.
- [10] Jeffery, S., Verheijen, F.G.A., Van Der Velde, M., Bastos, A.C., 2011. A quantitative review of the effects of biochar application to soils on crop productivity using meta-analysis. *Agric. Ecosyst. Environ.* 144 (1), 175–187.
- [11] Legambiente. Comuni Rinnovabili (2015)
- [12] Monografia Costi Energia (RSE) – 2014
- [13] Nati C., Spinelli R., Lupi B., "Energia elettrica e termica dalla gassificazione del legno". *Terra e Vita* n. 18, 2013
- [14] NREL http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_bio.html
- [15] Smith P (2016) Soil carbon sequestration and biochar as negative emission technologies. *Global Change Biology*, 22, 1315–1324, doi:10.1111/gcb.13178.
- [16] Smith P (2016) Soil carbon sequestration and biochar as negative emission technologies. *Global Change Biology*, 22, 1315–1324, doi:10.1111/gcb.13178
- [17] Van Loo S. e Koppejan J. (2010) *The handbook of biomass combustion & co-firing*. London, pp. 442
- [18] Veneto Agricoltura 2010, *La combustione del legno*
- [19] Woolf, D., Amonette, J.E., Street-Perrott, F.A., Lehmann, J., Joseph, S., 2010. Sustainable biochar to mitigate global climate change. *Nat. Commun.* 1, 56

DESCRIZIONE TECNICA

La Digestione Anaerobica (DA) è un processo biologico attraverso il quale i substrati organici vengono trasformati in biogas. Il processo consiste nella degradazione e stabilizzazione del materiale organico in condizione anaerobiche (assenza di ossigeno) realizzata da un consorzio sintrofico di microorganismi (batteri idrolitici, batteri acidogeni, batteri acetogenici e archeobatteri metanogenici) che porta alla produzione di un biogas con un buon contenuto energetico. Il processo di degradazione ha luogo in digestori progettati per garantire condizioni ottimali di crescita al consorzio microbico (ambiente anaerobico, miscelazione, temperatura, pH, carico organico, e tempo di ritenzione idraulica). Il biogas ottenuto può avere diversi utilizzi: produzione di calore, produzione di energia elettrica e calore mediante cogenerazione, produzione di energia elettrica calore e freddo mediante trigenerazione, purificazione upgrading e compressione per la produzione di biometano da utilizzare per autotrazione o per l'immissione nella rete. Gli impianti di biogas si caratterizzano in funzione della filiera di approvvigionamento delle biomasse, della tipologia delle stesse, e dei pre-trattamenti o post-trattamenti necessari e dalla tipologia di reattoristica scelta.

I digestori sono classificati secondo il sistema di alimentazione (batch, continuo, semi-continuo), secondo la funzione dei reattori utilizzati per far avvenire il processo (singolo stadio, o doppio stadio, digestione e post-digestione, doppia fase acidogenica e metanogenica), secondo la temperatura in cui avviene il processo (psicrofilo $< 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, mesofilo $30\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$ o termofilo $50\text{--}60\text{ }^{\circ}\text{C}$) e secondo la fluido-dinamica (plug-flow, completamente miscelati, ibridi). Il metodo di classificazione di maggiore interesse è quello che si basa sulla concertazione dei Solidi Totali (ST), o meglio dei Solidi Volatili (SV) presenti nella biomassa utilizzata per alimentare il digestore. In questo senso il processo di DA viene definito wet (ST $< 15\%$) semi-dry (ST $15\text{--}20\%$) o dry (ST $> 20\%$). Per ottenere la produzione ottimale di biogas da una determinata biomassa è indispensabile dare alle varie popolazioni batteriche presenti nei digestori il tempo di far avvenire le necessarie degradazioni. Questi tempi sono dettati da due fattori importanti il primo è la tipologia della biomassa utilizzata, più o meno facilmente fermentescibile, l'altro dal tempo di duplicazione batterica. La normale pratica industriale identifica un tempo di ritenzione idraulica in funzione delle temperature di esercizio dell'impianto che nella variabilità del singolo caso specifico sono almeno 60 gg per digestori che lavorano in psicrofilia, tra 20 e 50 giorni per la mesofilia e meno di 25 giorni per la termofilia [1].

Il biogas che si ottiene dal processo di digestione anaerobica è una miscela di vari gas. Mediamente la sua composizione è la seguente: metano (CH_4), 55–75%, anidride carbonica (CO_2), 25–45%, acido solfidrico (H_2S) 1–2%, tracce di NH_3 e H_2 , e con l'eventuale presenza di silossani, nel caso di biogas da discarica o più in generale da rifiuti indifferenziati. Il biogas inoltre è saturo di vapore d'acqua. Il potere calorifico varia tra 10 e 27 MJ/Nm³ in funzione del contenuto di metano [2].

La produzione di biogas attraverso la DA presenta vantaggi rispetto alla produzione di biocarburanti da altri processi biochimici (biodiesel, bioetanolo, bioidrogeno) soprattutto dal punto di vista energetico, in quanto è il processo meno energivoro a disposizione in questo momento. Ciò deriva dalla semplicità della tecnologia e dalla capacità di utilizzare un'ampia gamma di substrati (acque reflue e fanghi industriali e urbani, frazione organica del rifiuto solido urbano, reflui zootecnici, residui colturali, colture dedicate) ad alta concentrazione di materia organica biodegradabile (carboidrati, proteine e grassi).

I principali fattori che determinano la potenzialità di produzione di biogas da una determinata biomassa sono identificati nella percentuale di sostanza secca presente nelle matrici tal quali e percentuale di Solidi Volatili (SV); caratteristiche della componente organica, e dalla loro degradabilità. Di particolare importanza è il rapporto C/N della biomassa per DA che deve essere compreso tra 25 e 35 per permettere una buona crescita batterica ed evitare una eccessiva presenza di ammoniaca nella massa in digestione che potrebbe risultare tossica per i batteri. Altro aspetto rilevante è il carico organico volumetrico applicato al digestore, ossia la quantità di substrato caricato per metro cubo di reattore. Carichi troppo bassi determinano una scarsa produttività e redditività, carichi troppo elevati provocano l'aumento dei cataboliti da parte di alcune popolazioni batteriche che generano fenomeni di tossicità per altre popolazioni batteriche. Il range di carico organico può essere estremamente ampio in funzione della tipologia di processo e di matrice utilizzata, valori medi possono variare tra i 2 e i 5 kgdi SV/mc/giorno. La gestione del processo, la quantità e qualità (in termini di contenuto di metano) del biogas prodotto si differenziano in funzione del prodotto di origine e del tempo di ritenzione. In tutti i casi in cui la composizione di una matrice organica sia inadeguata, è vantaggioso operare in co-digestione, miscelando opportunamente matrici di caratteristiche complementari per rendere il substrato adatto al processo. Il rendimento in biogas - e quindi energetico - del processo è molto variabile e dipende dall'insieme dei fattori sopra citati [2]. La formazione di biogas è un fenomeno che si può instaurare anche in condizioni non controllate, purché vi sia assenza di ossigeno, ad esempio nelle discariche in cui viene depositato materiale organico (discariche non controllate).

Altre categorie di impianti che producono biogas sono gli impianti per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione civile e industriale e gli impianti agroindustriali che trattano acque reflue ad alto carico organico (siero di latte, distillerie, inscatolamento frutta e verdura, settore enologico). Sulla base di un censimento realizzato da Gerli e Merzagora si stima la presenza di più di 120 impianti di grandi dimensioni sul territorio italiano [4].

Un aspetto rilevante per la valutazione degli impianti di DA è l'utilizzo del digestato. Con il termine digestato si fa riferimento alla frazione non biodegradata che deriva dal processo di produzione del biogas. Si tratta di un prodotto con alto contenuto azotato, stabile, che trova impiego in agricoltura (se generato in impianti agricoli) come fertilizzante, ma che richiede superfici adeguate per il rispetto delle norme relative alla tutela delle acque dai nitrati. Il digestato residuo dei processi di trattamento di rifiuti è qualificato come rifiuto e deve essere sottoposto a post-trattamenti quali: compostaggio della frazione solida, trattamento e depurazione della frazione liquida [3], ma la normativa è in forte evoluzione e probabilmente nei prossimi mesi pur nella tutela dei parametri ambientali ci sarà una nuova interpretazione del suo utilizzo.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel 2014, nei paesi della EU, la produzione di biogas, in termini di energia primaria, è stata di 14,9 Mtep, mentre la produzione di energia elettrica (ottenuta principalmente in cogenerazione) è stata di 57 TWh. In termini di energia primaria, il 72% è prodotto in impianti agro-industriali e di trattamento del rifiuto organico urbano (FORSU), mentre le discariche producono il 19%. Il restante 9% deriva da impianti di depurazione delle acque [5].

Nel 2014 gli impianti di biogas in Europa erano più di 17.000, con un incremento del 18% rispetto all'anno precedente. In Europa sono 367 gli impianti per la produzione di biometano, con un incremento del 23% rispetto al 2013 [6].

La Germania è il leader mondiale nella produzione di biogas da DA sia dal punto di vista degli impianti installati che da quello dell'offerta di soluzioni tecnologiche per il settore, con quasi 11.000 impianti installati alla fine del 2015 e quote di export che raggiungono il 55%. Gran parte dei nuovi impianti agricoli tende ad essere di piccola taglia (100 kW), alimentati a deiezioni animali e scarti, per produrre elettricità in maniera flessibile (compensando l'aleatorietà delle RES non programmabili) e, contemporaneamente, ridurre le emissioni di metano per lo spandimento diretto in campo dei reflui e moderare l'utilizzo di fertilizzanti chimici [8].

Nazionale

In Italia nel 2014 la produzione di biogas, in termini di energia primaria, è stata di 1,96 Mtep, mentre la produzione di energia elettrica (ottenuta principalmente in cogenerazione) è stata di 8,1 TWh. In termini di energia primaria, il 77% è stato prodotto in impianti agro-industriali e di trattamento del rifiuto organico urbano, mentre le discariche hanno prodotto il 20%. Il restante 3% deriva da impianti di depurazione delle acque [5].

Secondo il Gestore Servizi Energetici (GSE) la potenza installata per il settore elettrico del biogas nel 2013 era di 1.388 MW, con una produzione effettiva di 7,4 TWh. Sempre nel 2013 erano presenti 1.713 impianti di biogas di cui 346 da rifiuti, 68 da fanghi, 379 da deiezioni animali e 920 da attività agricole. Nel 2013, sono utilizzati 8.406 TJ di calore derivato prodotto da impianti cogenerativi alimentati da biogas e 11 TJ di calore derivato prodotto da impianti per la sola produzione di calore [7]. La maggior parte degli impianti è installata nell'Italia Settentrionale, da cui proviene anche la maggior quota di energia elettrica prodotta (82,4% della produzione elettrica da biogas alla fine del 2013). Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna le regioni più attive. In Italia operano solamente 5 impianti di carattere sperimentale-dimostrativo per la produzione di biometano [6].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Per la produzione di Energia elettrica (EE) e termica (ET) in cogenerazione sono presenti sul mercato diverse tipologie di digestori e impianti collaudati e commerciali adatti e adattabili alle varie gamme di substrato alimentato (TRL 8-9). Le tecnologie per l'upgrading del biometano sono in fase pre-commerciale (TRL 8) o commerciale (TRL 9).

Esistono potenziali di innovazione a livello dei singoli componenti della filiera per il contenimento dei costi, l'utilizzo di nuovi substrati, il monitoraggio del processo biologico, la valorizzazione del digestato, l'ottimizzazione dei ceppi batterici [9].

A questo riguardo si citano:

- processi di DA a due fasi (reattore di idrolisi e reattore metanigeno separati) con la produzione di idrogeno nel reattore di idrolisi (TRL 6-7)
- colture dedicate di micro e macro-alghe, piante galleggianti con la valorizzazione della CO₂ e del digestato prodotto dall'impianto biogas (TRL 4-5), o per la trasformazione della CO₂ in metano o l'upgrading del biogas
- colture dedicate principali o intercalari innovative per biogas (Arundo donax, Miscanto) (TRL 7-8)
- sistemi di upgrading del biogas a biometano in grado di produrre CO₂ di qualità alimentare o utilizzati per la fertilizzazione carbonica in serra (TRL 8-9)
- processo Power-to-gas (P2G), nel quale l'energia elettrica in eccesso da rinnovabili è utilizzata per formare idrogeno che, attraverso un processo metanazione (chimico o biologico), interagisce con la CO₂ per la produzione di metano immagazzinabile nella rete gas. In prospettiva tale processo può diventare una opzione per l'accumulo stagionale di energia elettrica conferendo flessibilità al sistema di produzione di energia. Il recupero della CO₂ prodotta durante il processo di upgrading del biogas a biometano è un fattore economico rilevante per il successo di questa tecnologia. (TRL 8).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia trova collegamento con le diverse fonti di provenienza delle biomasse, in particolare:

- **FORSU:** La produzione italiana di FORSU, 5,2 milioni di tonnellate nel 2013 (18% dei rifiuti solidi urbani RSU), potrebbe essere valorizzata in impianti di DA al fine di produrre biogas e digestato. Nel 2013, la produzione di biogas da FORSU potenziale in Italia è stata valutata in 739 milioni di Nm³, che corrispondono a 444 milioni di Nm³ di biometano. Prospettando una percentuale di raccolta differenziata del 37% del RSU, come dovrebbe essere, il potenziale di produzione di biogas sarebbe 1.550 milioni Nm³. Il RSU trasferito in discarica sarebbe ridotto del 19% [11]
- **Biomasse residuali:** sottoprodotti di origine agricola e agroindustriale, sono materie prime residuali diffuse e abbondanti. Esistono destinazioni multiple dei prodotti residuali (impiego diretto in agricoltura o zootecnica, altri usi bioenergetici). Le materie prime di scarto si prestano ad essere impiegate in co-digestione con biomasse provenienti da colture dedicate [12] [13]. La disponibilità nazionale di residui idonei alla trasformazione energetica attraverso la DA e altre forme di conversione energetica è valutata in oltre 180 Mt/anno a cui corrispondono circa 55 Mt/anno di sostanza secca. Previsioni sulle quantità recuperabili a fini energetici attraverso la DA portano a valutare in oltre 3.300 GWh l'energia elettrica generabile. Tale valore rappresenta il potenziale massimo raggiungibile a livello nazionale. Nella stima sono state considerate solo le biomasse qualificabili come sottoprodotti e non le biomasse rifiuto [13]
- **Colture dedicate sostenibili:** (nuove colture lignocellulosiche, colture intercalari, colture per terreni marginali) o tradizionali (insilati di cereali, altre colture)
- **Fanghi di depurazione delle acque e dei reflui industriali**
- **Rifiuto indifferenziato conferito in discarica:** il biogas da discarica viene mediamente prodotto nella misura teorica di 200 m³/t di rifiuto. Il processo si compie in circa 20 anni, velocemente all'inizio e lentamente alla fine. La potenzialità teorica complessiva lorda di tutte le discariche italiane sfiorerebbe 1.000 MW termici (250 MW elettrici). In realtà solo una frazione di questa, valutabile in circa il 30%, può essere utilizzata per fini energetici sia per le inevitabili dispersioni di biogas che per la non economicità della estrazione di biogas per fini energetici nei periodi finali. Secondo la Direttiva discariche, il conferimento di organico a questa destinazione deve essere progressivamente ridotto.

La produzione di EE da biogas, come per le altre energie rinnovabili, gode di priorità di dispacciamento rispetto alla EE generata da fonti non rinnovabili.

Lo sviluppo della DA e del compostaggio dalla FORSU può diminuire la disponibilità di biomassa per l'uso negli inceneritori con recupero energetico. Talvolta la presenza dei termovalorizzatori e degli impegni di conferimento di quantità prestabilite di RSU previste nei contratti tra Comuni e Società di gestione può limitare lo sviluppo della raccolta differenziata.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La DA è una tecnologia estremamente versatile integrabile con altre tecnologie energetiche e del trattamento dei rifiuti e dei residui organici. La tecnologia è impattante su settori non specificatamente energetici.

Per il settore agricolo, la possibilità di integrare i proventi dell'agricoltura con quelli della vendita dell'energia elettrica incentivata ha dato, soprattutto sino al 2012, una forte spinta alla nascita di impianti di DA, spesso dimensionati più sulla massimizzazione dell'incentivazione che sull'effettiva disponibilità di substrati. Tale distorsione ha portato ad una non corretta gestione della Superficie Agricola Utilizzata (SAU), riservando buona parte dei terreni seminativi a colture dedicate alla produzione di biogas. Con le modifiche apportate alla politica incentivante, dopo il 2012, è emersa la convinzione che il processo di produzione del biogas debba non solo soddisfare il fabbisogno energetico (e, spesso, di calore) dell'azienda agricola, ma anche chiudere il ciclo dei rifiuti agro-zootecnici, riducendo il loro impatto ambientale e producendo un fertilizzante organico (il digestato) in grado di sostituire la concimazione chimica (con grandi riduzioni dei costi di gestione dell'azienda). Il mondo agricolo, in quest'ottica integrata di gestione, sta modificando le tecniche culturali per ridurre gli sprechi (di acqua, fertilizzanti chimici, ecc.) e disporre di maggiore risorsa da destinare al digestore, e, inoltre, sfrutta le potenzialità del digestore per risolvere il problema degli scarti (che, altrimenti, invece di una risorsa costituirebbero un costo) e dei reflui zootecnici (grande fonte di emissioni climalteranti se sparsi direttamente sul suolo e origine di elevati esborsi per la loro depurazione).

Moduli di DA per la produzione di energia elettrica e termica da biogas sono già integrati nei processi produttivi di bioetanolo di seconda generazione da substrati lignocellulosici (Biofabbrica di Crescentino – BioChemtex).

Impatti positivi riguardano il settore zootecnico (gestione dei reflui, produzione di reddito, abbassamento dei costi di produzione) e il ciclo del rifiuto organico urbano, in termini soprattutto di riduzione di emissioni rispetto alla gestione in discarica.

Nell'industria Agro-alimentare le tecnologie di DA consentono riduzioni delle emissioni e dei costi di gestione dei fanghi industriali e degli scarti di produzione. La DA degli scarti, se correttamente integrata nell'impianto produttivo, genera il duplice effetto di costituire una fonte di guadagno diretto sfruttandone la produzione di elettricità e calore, e di evitare esborsi per la gestione dei rifiuti.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il settore biogas si è sviluppato soprattutto al nord in aree a elevata vocazione zootecnica adatte alla coltura degli insilati di cereali. Anche il centro e sud Italia possono adeguatamente sviluppare questo settore basandosi però principalmente sulla valorizzazione dei sottoprodotti locali anche dell'agro-industria e di colture mediterranee.

Uno studio condotto da Althesys sul potenziale di sviluppo delle regioni meridionali, ha stimato una capacità di produzione di 2.1 - 3.1 miliardi di Nm³ di biometano entro il 2030 [6].

I substrati utilizzabili (pastazzo di agrumi, sansa di olive, etc.) hanno caratteristiche diverse da quelli impiegati nel nord, quindi il processo di DA va adattato e ottimizzato per massimizzarne le rese, sono già stati prodotti prototipi di impianti adatti alla digestione di questi "scarti" agroalimentari.

Le potenzialità del biogas in Italia sono di 25 TWh/anno di EE o 8 miliardi di Nm³ di metano/anno [14].

Esistono infine notevoli opportunità nel centro e sud Italia per lo sviluppo della DA integrata con il compostaggio della FORSU. L'utilizzo sostenibile del digestato come ammendante e fertilizzante può contribuire ad abbassare i costi di produzione e alla sostituzione dei fertilizzanti di origine fossile.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale della DA nel settore agricolo dipende fortemente dal tipo di substrato, dalla tecnologia utilizzata e dalle pratiche operative di gestione della filiera. Una corretta valutazione della sostenibilità ambientale del biogas per produrre elettricità è complessa, a causa del notevole numero di variabili in gioco quali i diversi tipi di substrato, di digestori, di gestione del suolo.

La tipologia di biomassa impiegata determina le differenze più consistenti nella valutazione dell'impatto ambientale, in termini di GHG, con le deiezioni animali che producono maggiori risparmi di CO₂ equivalente emessa e le colture dedicate, con valori di GHG emessi in alcuni casi confrontabili con quelli della produzione media del parco elettrico italiano/europeo. Anche all'interno di quest'ultima tipologia di substrato, le diverse rese e tecniche culturali (coltivazione intensiva o estensiva, irrigazione, richiesta di azoto) determinano grosse variabilità. Il contributo percentuale all'impatto ambientale della realizzazione e demolizione dell'impianto di digestione è modesto, tanto più è lunga la vita e la produttività dell'impianto [15] [16] [17].

La DA è caratterizzata dalla produzione di digestato di cui è problematica la gestione in quelle aree, come le aree zootecniche pianura padana, dove è difficile gestire le deiezioni zootecniche presenti sul territorio rispettando i limiti imposti dalla Direttiva Nitrati dell'UE. Nelle analisi LCA, in base agli indicatori emissione atmosferica di N e S, eutrofizzazione delle acque, inquinamento acque superficiali, la produzione di EE da biogas risulta meno sostenibile del mix elettrico italiano [18].

Per gli altri parametri di impatto ambientale (acidificazione, particolato, emissioni di ozono, potenziale di eutrofizzazione, ecc.), la produzione di energia elettrica da biogas risulta meno sostenibile di quella del mix medio italiano, ma ci sono elevati margini di miglioramento nel processo di digestione, nell'adozione di pratiche culturali sostenibili e nella riduzione di emissioni (NOx e slip di CH₄) dai motori.

Diverse ricerche attribuiscono un contributo positivo della DA nel ciclo integrato di gestione dei rifiuti organici da raccolta differenziata, confrontandola con l'opzione del solo compostaggio o dello smaltimento diretto. Su tutti gli indicatori energetici/ambientali (consumo/risparmio di risorse energetiche, potenziale di riscaldamento globale, assottigliamento della fascia di ozono, acidificazione delle acque, eutrofizzazione, smog fotochimico) l'opzione integrata digestione+ compostaggio è indicata come migliore soluzione [19][20].

Emissioni CO₂/MWh

I dati relativi alle emissioni di CO₂ equivalente (CO₂ eq) o di Greenhouse gas - gas serra (GHG) presentano, anche a parità di substrato considerato, una forte variabilità.

Le emissioni di CO₂eq in impianti di biogas agricoli per la generazione di EE (unità funzionale) valutate attraverso studi LCA dell'intero ciclo di vita si collocano tra -0,388 a + 0,408 kg CO₂eq/kWh, range che include le emissioni evitate sostituendo le normali pratiche di gestione dei reflui zootecnici [15][16][18][22-23]. I maggiori valori di emissione sono relativi ad impianti con colture dedicate e includono le emissioni connesse alla coltivazione e all'insilamento.

Per la DA della FORSU le emissioni variano tra -0,375 a + 0,111 kg CO₂eq/t (unità funzionale tonnellata di rifiuto trattato). Il bilancio è normalmente negativo [21].

Emissioni CO₂/MWh evitate

La produzione di biometano rappresenta una valida alternativa per la sostituzione dei combustibili fossili e per la valorizzazione del contenuto energetico del biogas. Il risparmio rispetto ai combustibili fossili in termini GHG è quantificabile in 1,15 kg CO₂ eq/kg biometano [24].

La copertura degli stoccaggi finali del digestato abbatte ulteriormente le emissioni di metano. La valorizzazione dell'energia termica prodotta in cogenerazione è fra le strategie migliori per diminuire le emissioni.

L'impiego di sottoprodotti in luogo delle colture dedicate e la valorizzazione degli elementi fertilizzanti del digestato porta a raggiungere elevati crediti sino a -1,72 kg CO₂eq/kWh [25].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della conversione energetica dipende dalle caratteristiche fisiche e biochimiche della biomassa in ingresso ed è molto variabile in funzione del tipo di processo applicato (es. mesofilia o termofilia). Nel caso della FORSU da raccolta differenziata le rese attese di biogas possono variare da 0,6 a 0,9 Nm³/kg SV [21].

I rendimenti elettrici dei cogeneratori variano da 36% a 42% in funzione della taglia mentre il tempo di vita è di 20 anni per i digestori anaerobici e 8 anni per i motori alternativi cogeneratori.

I produttori di impianti di digestione anaerobica per agricoltura forniscono dati di disponibilità dell'ordine del 90-100%, con interruzioni di servizio limitate alla manutenzione ordinaria con un numero medio di ore annue di lavoro tra 7000 e 8000.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di produzione dell'energia elettrica da biogas in ambito agricolo (impianti con potenza da 100 a 999 kW) si collocano da 14 €/kWh a 17,5 €/kWh. Sino alla fine del 2012, l'energia elettrica era incentivata con una tariffa onnicomprensiva di 28 c€/kWh ed erano quindi possibili tempi di ritorno dell'investimento dai 3 ai 6 anni.

I costi di investimento per impianti con potenza di 200-500 kW sono di 4.500 €/kW, che si abbassano a 3.000 €/kW per impianti intorno a 1 MW di potenza. Questi costi comprendono: digestori anaerobici, stoccaggi biomasse, attrezzature per i pretrattamenti e i post-trattamenti e il cogeneratore [26] [27] [28]. I costi di generazione da FORSU, pur in presenza di impianti più complessi e quindi a costi di investimento superiori, sono inferiori grazie agli introiti derivanti dalle tariffe di conferimento del rifiuto, che variano da 80 a 120 euro/t.

I costi di produzione di EE da discarica sono stati stimati attorno 5,9 c€/kWh [27].

La ricerca applicativa sul tema biogas/biometano può avere ritorni commerciali in tempi dell'ordine di qualche anno.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I costi di produzione dell'energia elettrica da biogas a partire da culture dedicate non sono competitivi con quelli della generazione tradizionale. L'alimentazione dei digestori con mix di culture e deiezioni animali o scarti del reparto agroalimentare o FORSU, permette di generare elettricità a costi competitivi, specialmente negli impianti di taglia maggiore, oltre a ridurre l'impatto ambientale. L'utilizzo di queste materie prime genera tuttavia problemi logistici legati alla loro dispersione sul territorio e alla gestione di grandi volumi di limitato valore energetico unitario (deiezioni zootecniche). Altra problematica è legata alla reperibilità, con alcune materie prime stagionali mentre altre prodotte in modo continuo.

La competizione nell'uso della superficie coltivabile e della risorsa idrica destinata a produzioni alimentari, soprattutto se lo sviluppo del biogas viene orientato con modalità a limitata sostenibilità (DA esclusivamente da colture dedicate) necessitano azioni sinergiche tra attività agricole e biogas per una loro adeguata integrazione.

L'allacciamento alla rete elettrica nazionale può rappresentare un costo significativo nel sud-Italia e procedure complesse.

La normativa per l'immissione del biometano nella rete di distribuzione del gas naturale è ancora incompleta. I ritardi della legislazione nazionale hanno ostacolato lo sviluppo del settore. Anche la politica di incentivazione è stata incerta. Gli attuali meccanismi di incentivazione dell'EE da biogas e delle rinnovabili stanno esaurendo le quote previste dai programmi nazionali (PAN e SEN) e si sta raggiungendo l'ammontare massimo degli incentivi erogabili. Dati i costi di generazione dell'EE da biogas, le ulteriori possibilità di sviluppo del settore sono legate alla produzione di biometano o alla realizzazione di impianti che raggiungano la parity grid con le altre fonti energetiche. Migliori prospettive di espansione esistono per gli impianti di DA che trattano rifiuti grazie all'apporto delle tariffe di conferimento del rifiuto organico.

Vincoli autorizzativi limitano l'impiego di alcuni sottoprodotti. Per alcune tipologie di biomasse residuali, esiste sovrapposizione con il settore dei rifiuti. E' necessario migliorare l'inquadramento normativo di queste risorse [13][29].

La gestione biologica degli impianti di DA è il punto chiave per la filiera della digestione anaerobica. Sono fondamentali adeguati servizi di assistenza tecnica e di formazione al momento poco sviluppati.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Il Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione (CIB) sta sviluppando il concetto della "biogas refinery" secondo il quale la DA, in un'azienda agricola combinata con altre pratiche industriali e agricole, può divenire una piattaforma tecnologica per la produzione di biometano, fertilizzanti, produzione di CO₂ commerciabile, materiali e semi-lavorati per l'industria, con benefici per il processo agricolo [30].

Altre possibilità sono: i) lo stoccaggio del carbonio nei suoli agricoli attraverso produzione di biochar ottenuto con la pirolisi dalla frazione solida del digestato con l'obiettivo di prolungare la presenza del carbonio nel suolo: ii) la produzione di prodotti industriali derivati da CO₂ e H₂ (materie plastiche, fertilizzanti, sostanze chimiche, ecc.).

Attualmente il 75% del mercato italiano del biogas è coperto da aziende e operatori italiani e occupa 12000 addetti[31].

Secondo il CIB, le prospettive nel medio termine per il settore del Biogas porterebbero a raggiungere il 40% (3,2 miliardi di Nm³) del potenziale italiano, creando 13 mila nuovi occupati, che andrebbero ad aggiungersi agli attuali 12 mila addetti, e 15 mila occupati temporanei con un aumento del PIL dell'agricoltura del 5% circa (2 miliardi di euro/annui) [31].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Una crescita significativa è attesa nei mercati della DA a livello globale. La presenza di un cospicuo parco di impianti di DA in Italia è un elemento propulsivo per lo sviluppo di tecnologie esportabili da parte delle imprese italiane e rappresenta un vantaggio competitivo.

Ad oggi sono diversi gli esempi di esportazione delle tecnologie all'estero da parte di imprese italiane. Imprese quali Austep, BTS e Biotec hanno realizzato impianti o parti di impianti di DA all'estero (Spagna, Stati Uniti, Romania, Bulgaria, Corea).

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La gestione sostenibile della FORSU realizzata attraverso DA e compostaggio collegato allo sviluppo della raccolta differenziata porta a porta può contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di riciclaggio, diminuendo gli oneri per la comunità.

Il trasporto della FORSU verso gli impianti di trattamento incide in misura non trascurabile sul bilancio GHG dell'impianto (oltre il 50% delle emissioni). Ne consegue che la collocazione baricentrica degli impianti per minimizzare i trasporti sia un fattore importante per mitigare le emissioni [32].

Il biometano può essere impiegato, senza limitazioni tecniche e nessuna modifica tecnologica, nei veicoli già funzionanti a metano per il trasporto leggero e pesante, nella distribuzione urbana delle merci, nel trasporto pubblico e a breve anche nella meccanizzazione agricola. Il parco auto e di distributori a metano è già molto sviluppato in Italia. Sotto forma di bio-LNG, biometano liquefatto, consentirebbe di sostituire in parte l'uso del biodiesel che, in Italia, costituisce il 92% dei biocarburanti impiegati, ma è prodotto quasi totalmente a partire da materie prime importate [33].

L'impiego delle biomasse residuali, sottoprodotti e soprattutto di deiezioni zootecniche in impianti biogas consente di abbattere, in modo significativo, le emissioni connesse alle normali pratiche agricole.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Aziende agricole e zootecniche

- Industrie agroalimentari
- Municipalizzate operanti nelle filiere di valorizzazione della FORSU
- ESCO - Energy Service Company
- CIB – Consorzio Italiano Biogas, Associazione italiana riunisce aziende agricole impianti biogas e produttori di tecnologie per il settore)
- CIC – Consorzio Italiano Compostatori, Associazione Italiana per la produzione di compost e biogas riunisce le aziende con impianti di DA da rifiuti
- FCA IVECO - utilizzo del biogas/biometano nei motori di veicoli agricoli e commerciali
- ITABIA – Italian Biomass Association, Associazione indipendente nel settore della bioenergia
- EBA European Biogas Association.

Sviluppo della tecnologia

- Università e Centri di ricerca.
- ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
- CIB – Consorzio Italiano Biogas
- CIC – Consorzio Italiano Compostatori
- Aziende impiantistiche italiane e filiali italiane di ditte straniere; molte aziende sviluppano soluzioni tecnologiche proprietarie
- Austep S.p.A. -Milano
- BTS Biogas– Brunico
- Ies Biogas Srl– Pordenone
- SEBIGAS S.p.A.- Bologna
- Ecomembrane Srl– Cremona
- Envitec Biogas Srl - Verona
- Gruppo AB Energy S.p.A – Orzinuovi
- Rota Guido Biogas Srl– Piacenza, Cremona
- Schmack Biogas Srl – Bolzano
- Ladurner Srl - Bolzano
- Pioneer Hi-Bred Italy – Università di Padova (Tecnologie NIR per analisi potenzialità biomasse).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA)** – Reggio Emilia: (Progetto BioMethER <http://www.biomether.it>, e Progetto SEBE <http://sebe.crpa.it>)
- **Università Milano** - Gruppo RICICLA - Università degli Studi di Milano: DA a due fasi, micro alghe, monitoraggio biologico
- **Politecnico di Milano**: Processi biologici di depurazione del digestato, Fabbrica della bioenergia, DA dei sottoprodotti lattiero-caseari
- **ENEA**: Atlante Biomasse, Laboratorio Biomasse e Biotecnologie per l'Energia, sviluppo processi DA e digestori innovativi, biogas upgrading, recupero terreni marginali con produzione di biomasse per l'energia.
- **CREA**: Progetto Sottoprodotti, sviluppo colture da biomassa
- **CNR**: colture da biomassa, Progetto Duckweed, progetto RIBIO, DA nell'ambito della depurazione delle acque
- **Hysitech Srl**: Biometano
- **Austep S.p.A**: Impianti DA FORSU e sottoprodotti agro-industriali, impianti pretrattamento FORSU
- **Biotec** - Genova (impianti di pretrattamento FORSU)
- **BTS**: pretrattamenti biomassa
- **FCA IVECO**: motori a biogas e biometano
- **Envipark**: parco scientifico tecnologico per l'ambiente: impianti pilota di pretrattamento e di fermentazione (sistema bistadio prototipale oggi unico in Italia); biocarburanti e biochemicals,
- **RSE**: processi innovativi, basati su sorbenti solidi, per l'upgrading di biogas a biometano
- **Università di Bologna**: Progetto HyTime, produzione di idrogeno da biomassa di II generazione
- **Università degli Studi di Milano**: Progetto AgrIdEn – produzione di bioidrogeno ed energia rinnovabile da residui agro zootecnici.

BEST PRACTICES

Diversi sono gli impianti tedeschi, mentre in Danimarca sono attualmente funzionanti impianti centralizzati di co-digestione che trattano reflui zootecnici, residui organici industriali e FORSU (es. impianto di Studsgard, Herning, Impianto Maabjerg Biogas Plant, 2014). Altro caso interessante è l'impianto termofilo di Solrød: nato per risolvere il problema del cattivo odore prodotto dalla fermentazione delle alghe accumulate sulla spiaggia, tratta alghe, deiezioni animali, prodotti di scarto di industrie alimentari (10).

In Italia la maggior parte degli impianti di produzione di biogas è realizzata in ambito agricolo, accoppiata a cogeneratori (tipicamente motori a combustione interna) con taglia inferiore al MW elettrico e alimentata, tipicamente, con mix di colture dedicate, scarti agricoli e deiezioni animali. Esistono diverse realtà di DA di FORSU e legate ad attività agroalimentari:

Impianti agricoli

Società Agricola Lanfredi Acquanegra Cremonese (CR) – piccolo impianto 100 kW - Esempio integrazione zootecnia – biogas (azzeramento concimi chimici, impianto interrato, distribuzione digestato, tecniche di agricoltura conservativa e di precisione)

Azienda Agricola Sant'Anna Bagnoli di Sopra (PD)- impianto di digestione anaerobica di 990 kW_e – 1.310 kW_t con cogenerazione basato su motore alternativo integrato con cogeneratore ORC per il recupero energetico del calore residuo.

Società Agricola Iraci Borgia Bevagna (PG) – 999 kW_e Alimentazione con insilati, sanse e acque di vegetazione olearie, riscaldamento serre.

DA collegata ad attività agroalimentari:

Cremonini – UNIPEG - Austep (impianti di DA per trattamento scarti di macellazione).

CAVIRO – Ciclo integrato trattamento rifiuti produzioni vitivinicole.

Digestione anaerobica della FORSU

Acea Pinerolese - Polo integrato gestione rifiuto organico (depurazione acque, biogas da FORSU, discarica). Primo impianto italiano di produzione di biometano da trattamento rifiuti.

Montello Energia Bergamo – Impianto DA e compostaggio -Forsu 210.000 t/anno

Ecoprogetto DA Albairate (MI). Rappresenta un esempio di evoluzione e di ottimizzazione, tecnica e gestionale, dei tradizionali impianti di compostaggio. Tratta 68.000 t di rifiuti organici differenziati. Ha una potenza elettrica installata di 2 MW produce 15.000 t/anno di ammendante compostato misto.

Acqua&Sole / Ecodeco (bioessiccazione del rifiuto organico, discarica bioattivata).

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] APAT (2005). Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi. Manuali e linee guida APAT 13/2005
- [2] Bordoni A., Romagnoli E., Foppa Pedretti E., Toscano G., Rossini G., Cozzolino E., Riva G. (2010). La filiera del biogas Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive. ASSAM - Agenzia Servizi Settore Agroalimentare delle Marche
- [3] CIC Gruppo di Lavoro sulla Digestione Anaerobica (2011). Biogas e compost da rifiuti organici selezionati
- [4] Gerli A., Merzagora W. (2000) L'evoluzione della situazione italiana nel campo della valorizzazione energetica della frazione organica di rifiuti solidi urbani- relazione presentata al Convegno "Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento rifiuti", Itabia 2000, Padova, 31/03/2000
- [5] EurObserv'ER, 2015. 15th annual overview barometer (<http://www.eurobserv-er.org/15th-annual-overview-barometer/>)
- [6] EBA Biogas Report 2015 (<http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>)
- [7] GSE (2013). Rapporto statistico 2013. (<http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/Pubblicato-Il-Rapporto-Statistico-degli-impianti-a-fonti-rinnovabili-del-2013.aspx>)
- [8] Buck, J. (2016). Convegno "biogas per la produzione di biometano", Mantova 3/3/2016
- [9] LCICG - Low Carbon Innovation Coordination Group. (2012) Technology Innovation Needs Assessment (TINA) Bioenergy Summary report
- [10]. Solrød Biogas –Towards A Circular Economy- A Case History. IEA BIOENERGY TASK 37 "Energy from Biogas"- dicembre 2015
- [11] Comparetti A., Febo P., Greco C., Orlando S. (2015). Italian Potential Biogas and Biomethane Production from OFMSW. agusa SHWA 2015, IV International Conference on Safety, Health and Welfare in Agriculture Agro-food and Forestry Systems-September 2-5, 2015 HyblaCampus, Ragusa, Sicily –Italy
- [12] Paina A., Piccinini S., Rossi L. (2010). Studio sull'utilizzo di biomasse combustibili e biomasse rifiuto per la produzione di energia. ISPRA, Rapporti Ispra 111/2010
- [13] Progetto Extravalore (2013). I sottoprodotti di interesse del DM 6.7.2012 – Inquadramento, potenzialità e valutazioni Atti Convegno "Sottoprodotti Agroforestali e industriali a base rinnovabile Normativa, recupero, conservazione, impiego, trasformazione e aspetti economici", Ancona - Università Politecnica delle Marche.
- [14] Piccinini, S. (2013). Situazione-trend di crescita del biogas in Italia e prospettive per il biometano, BIOGAS E BIOMETANO: una filiera bioenergetica sostenibile, Ravenna, 14 Marzo 2013
- [15] Giuntoli J., Agostini A., Edwards R., Marelli L., (2015). Solid and gaseous bio energy pathways: input values and GHG emissions, JRC Science and policy reports
- [16] Agostini A., Battini F., Giuntoli J., Tabaglio V., Padella M., Baxter D., Marelli L., Amaducci S., (2015) Environmentally Sustainable Biogas? The Key Role of Manure Co-Digestion with Energy Crops", *Energies*, 8, 5234-5265
- [17] Hijazi O., Munro S., Zerhusen B., Effenberger M., (2016) Review of lifecycle assessment for biogas production in Europe, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54, 1291–1300
- [18] Fusi A., Bacenetti J., Fiala M., Azapagic A. (2016). Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 4: 26
- [19] Malpei F., Rigamonti L., Grosso M. (2008). Il bilancio energetico ed ambientale di alcuni scenari di digestione anaerobica della FORSU, in "Biogas da rifiuti solidi urbani" (a cura di R. Vismara, F. Malpei, M. Centemero), Dario Flaccovio Editore, pag. 29-78
- [20] Blengini G.A., Fantoni M. (2009). Analisi LCA di alcuni scenari di trattamento della FORSU, in "Compost ed energia da biorifiuti" (a cura di R. Vismara, M. Grosso, M. Centemero), Dario Flaccovio Editore, pag. 433-456
- [21] Cecchi F., Bolzonella D., Pavan P., Mata-Alvarez J. (2011). Anaerobic digestion of organic fraction of Municipal Solid Waste: research and industrial application. In book: *Comprehensive Biotechnology*, pp.463-472
- [22] Bacenetti, J., Fiala, M. (2015), 'Carbon Footprint of Electricity from Anaerobic Digestion Plants in Italy, *Environmental Engineering and Management Journal* 14(7), 1495--1502
- [23] Ingraio C., Rana R., Tricase C., Lombardi M. (2015) Application of Carbon Footprint to an agro-biogas supply chain in Southern Italy. *Applied Energy* 149: 75–88
- [24] Pöschl, M., Ward, S., Owende, P., (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy Journal* 87: 3305 - 3321
- [25] Boulamanti AK, Maglio SD, Giuntoli J, Agostini A. (2013) Influence of different practices on biogas sustainability *Biomass and bioenergy* 53: 149-161
- [26] Biomass Energy Executive Report (2012) Politecnico di Milano
- [27] Lorenzoni A. , Bano L. (2010). I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Università Padova
- [28] Regazzoni A. (2013). Biogas, analisi della redditività al variare di taglia e dieta. Supplemento a *L'Informatore Agrario* 11:17-21
- [29] Enama (2011). Caratteristiche tecniche delle biomasse e biocombustibili. Progetto Biomasse
- [30] CIB (2015) Biogasdoneright – Digestione Anaerobica e sequestro del carbonio nel suolo
- [31] Buck, J(2016) Convegno "biogas per la produzione di biometano" Mantova 03/03/2016
- [32] Bianchini D., Castelli S. (2015). Linee guida per una nuova filiera del biorifiuto. Maggioli Editore
- [33] Maggioni, L. (2016). "Biomethane in Italy: state of the art and potential development", Convegno "biogas per la produzione di biometano", Mantova 3/3/2016

DESCRIZIONE TECNICA

La combustione diretta di rifiuti è realizzata negli impianti di termovalorizzazione. A valle della raccolta differenziata il rifiuto indifferenziato in forma tal quale o trasformato in Combustibile Solido Secondario (CSS), a seguito di un Trattamento Meccanico Biologico (MBT) e termico, è incenerito in forni a griglia nella maggior parte dei casi (84%) e in misura minore (12%) e solo per il CSS, in impianti a letto fluido[1]). I termovalorizzatori moderni sono dotati di recupero energetico (impianti Waste to Energy – WtE) attuato con un ciclo a vapore, che opera solitamente a temperatura e pressione che sono limitati dalle problematiche di corrosione dei materiali causati dalla combustione di rifiuti. I termovalorizzatori possono disporre anche di un ciclo cogenerativo in cui l'energia termica di recupero è utilizzata per il teleriscaldamento urbano o per altri utilizzi industriali e civili (es. riscaldamento serre, piscine, ecc.). Il trattamento dei fumi prodotti dalla combustione è attuato con una catena ormai standard di impianti che nella maggior parte dei casi comprendono l'abbattimento degli ossidi di azoto tramite un impianto DeNO_x di tipo non catalitico (SNCR) che utilizza urea o ammoniaca iniettata in caldaia, o catalitico (SCR) che fa uso di un catalizzatore operante ad alta o bassa temperatura posto alla fine della catena di depurazione (tail end), l'abbattimento ossidi zolfo (DeSO_x) e dei gas acidi (HCl, HF), attuato con reattori a secco, semisecco o umido che utilizzano calce, latte di calce o soda, l'abbattimento di diossine e furani, attuato con reattori a carboni attivi e impianti SCR e l'abbattimento del particolato con presenza di metalli tossici in traccia, realizzato con depolverizzatori a elettrofiltro e/o a filtri a maniche.

Una delle maggiori criticità è la corrosione dei componenti della caldaia causata dalla combustione dei rifiuti urbani, che contengono cloro e metalli alcalini. Per ridurre la corrosione si utilizzano riporti di leghe a base nichel (es. lega 625) saldati sulle pareti membranate della caldaia o sui tubi dei banchi del passo convettivo, che sono i componenti più esposti alla corrosione.

Grazie alla loro flessibilità gli impianti di termovalorizzazione sono in grado di accettare anche combustibili diversi. Tra questi, vi è la biomassa lignocellulosica, che può essere mescolata in proporzioni variabili assieme ai rifiuti. La biomassa legnosa vergine (non chimicamente trattata) è una materia prima che può essere utilizzata come combustibile in normali impianti di combustione (stufe, caldaie) poiché considerata non inquinante in termini di emissioni (alla stregua dei combustibili fossili) nella cosiddetta co-combustione.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Gli impianti di termovalorizzazione di rifiuti urbani con recupero energetico ("Waste to Energy", WtE) sono molto diffusi in Europa.

Nel 2012 in Europa erano presenti 480 impianti WtE per lo più di media taglia [2] [3], con un input di 59 Mton, pari al ca. 24% del totale dei RU prodotti [1].

La produzione di energia elettrica, atteso che la produzione specifica media è di ca. 0,75 MWh/ton, è stata di ca. 44 TWh, corrispondente ad una potenza media installata di ca. 5,5 GW.

Germania e Francia gestiscono, attraverso la termovalorizzazione, ca. il 50% dei rifiuti avviati a tale pratica in Europa [1].

Nazionale

Nel 2014, in Italia erano operativi 44 impianti di incenerimento per rifiuti urbani, 29 dei quali localizzati al Nord (13 nella regione Lombardia), 8 al Centro (5 in Toscana e 3 nel Lazio) e 7 al Sud [1]. Gli inceneritori di Statte e Tolentino non sono più operativi, e gli impianti di Vercelli, Venezia e Bolzano (costruito nel 1988) hanno trattato rifiuti solo per alcuni mesi del 2014. I rifiuti urbani, comprensivi della frazione secca e del CSS di origine urbana, avviati a incenerimento, sono stati nel 2014 oltre 5,1 milioni di tonnellate [1], con una flessione, rispetto al 2013, del 4,5%. La percentuale di incenerimento in relazione alla produzione di rifiuti urbani è stata, nel 2014, il 17,4% contro il 18,2% del 2013 [1]. Dei 44 impianti operativi in Italia, nel 2014, 12 sono dotati di ciclo cogenerativo; questi ultimi hanno trattato 2,2 milioni di tonnellate di rifiuti con un recupero sia di energia termica che elettrica di quasi 1,6 milioni di MWh. I 32 impianti dotati di sistemi di recupero energetico elettrico hanno incenerito oltre 4 milioni di tonnellate di rifiuti, recuperando quasi 3 milioni di MWh di energia elettrica [1].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La termovalorizzazione dei rifiuti è una tecnologia matura e consolidata a livello commerciale.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Rifiuti Urbani (RU) e speciali (RS).

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

- Raccolta differenziata rifiuti urbani
- Teleriscaldamento aree urbane
- Teleriscaldamento per usi industriali e civili (es. serre, piscine, edifici pubblici)
- Recupero di materiali ferrosi e non ferrosi.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La diffusione della tecnologia di termovalorizzazione dei rifiuti urbani sarà influenzata in modo opposto da diversi fattori. La produzione di rifiuti è normalmente correlata al PIL di un Paese. In Italia nel 2010 il rapporto tra la crescita della produzione annua di rifiuti e la crescita del PIL era pari a 1, mentre l'obiettivo fissato per il 2020 è di portare questo rapporto a 0,95. L'aumento del riciclo dei materiali a seguito della crescita della raccolta differenziata, che è prevista per i prossimi anni, tenderà a ridurre la quantità di rifiuto indifferenziato che alimenta i termovalorizzatori e nel medio-lungo termine il fabbisogno di incenerimento richiesto. D'altro canto la riduzione del conferimento in discarica dei rifiuti indifferenziati, ancora molto elevato in Italia se confrontato con la media dei paesi europei di riferimento, porterà ad un incremento del rifiuto da incenerire nei termovalorizzatori. Il decreto "Sbocca Italia" del 2014, convertito poi dalla legge 164/2014, ha espresso la necessità di individuare dei siti dove localizzare nuovi impianti di incenerimento per soddisfare il fabbisogno di trattamento di rifiuti non riciclabili. Nel medio periodo il fabbisogno di incenerimento che sarà richiesto in Italia dipenderà da quale dei fattori sopra menzionati prevarrà, influenzando di conseguenza sulla costruzione o meno di nuovi impianti e sulla ricerca e sviluppo di soluzioni tecnologiche. In un'ottica prudenziale dal punto di vista dell'utilizzo energetico di questa fonte, si può assumere che i due effetti si compensino e che, in un orizzonte temporale al 2030, l'energia primaria disponibile come rifiuto si mantenga costante e che si verifichi un lieve aumento di produzione elettrica, grazie al miglioramento tecnologico sia in termini di efficienza elettrica che di fattore di disponibilità degli impianti.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Il principale impatto ambientale dei termovalorizzatori è legato alle emissioni gassose. I moderni termovalorizzatori sono dotati di sistemi di filtrazione dei gas acidi, del particolato e delle diossine/furani all'avanguardia, che consentono di raggiungere livelli di emissione ben inferiori ai limiti richiesti dalla normativa nazionale e da alcune normative regionali più stringenti. I principali rifiuti solidi dell'impianto sono costituiti dalle scorie della combustione dei rifiuti, che sono in parte riutilizzate per fini civili (es. sottofondi stradali) e dalle ceneri volanti catturate dai depolverizzatori, che sono stoccate nelle discariche per rifiuti speciali con impatti inesistenti o trascurabili sul territorio.

Emissioni CO₂/MWh

Rifiuti: 1,27 tCO₂/ MWh, al lordo della CO₂ che verrebbe emessa a causa della decomposizione dei rifiuti stessi [5].

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'impiego efficace delle fuel cell come tecnologia di Rifiuti: 0,82÷1,33 tCO₂/MWh evitate, al lordo della CO₂ che viene emessa nella termovalorizzazione [4][5].

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il parco dei termovalorizzatori attualmente esistenti sul suolo nazionale ha un'efficienza media di recupero energetico del 20-30%. I termovalorizzatori più recenti hanno un'efficienza superiore al 25% con una punta di eccellenza del 29% del termovalorizzatore di Brescia.

La vita di progetto degli impianti di termovalorizzazione è di 20 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Payback dell'investimento: 9-10 anni [6]

Costo specifico di investimento:

- termovalorizzatori di media taglia (380.000 t rifiuto incenerito/anno) con ciclo cogenerativo 4970 €/MWh [6]
- termovalorizzatori di grande taglia (615.000 t rifiuto incenerito/anno) senza ciclo cogenerativo 3870 €/MWh [7]

Costo O&M/costo investimento: 8÷10% [6].

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Generale carenza nella preparazione universitaria ingegneristica integrata energetica e chimica specifica per il settore, che è necessaria per la progettazione e la conduzione moderna ed efficiente degli impianti di incenerimento dei rifiuti.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

In Italia esistono diverse potenzialità di ricerca per lo sviluppo tecnologico del settore schematicamente riconducibili alle seguenti tematiche:

- sviluppo di nuovi cicli a vapore a più alta efficienza per i termovalorizzatori
- sviluppo di nuovi materiali a basso costo e di tecniche di applicazione per la protezione dalla corrosione della caldaia dei termovalorizzatori
- sviluppo di nuovi sistemi integrati di filtrazione dei fumi efficienti e a basso costo (es. integrazione dei catalizzatori per l'abbattimento delle diossine nei filtri a maniche di depolverizzazione).

Il decreto "Sbocca Italia" del 2014, convertito poi dalla legge 164/2014, ha espresso la necessità di individuare dei siti dove localizzare nuovi impianti di incenerimento per soddisfare il fabbisogno di trattamento di rifiuti non riciclabili. Il 29/07/2015 è stata emanata una bozza di Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri [8] in cui è ipotizzata la realizzazione di dodici nuovi impianti di incenerimento sul territorio nazionale in grado di trattare il fabbisogno residuo totale di 2,5 Mt/anno. Considerando i termovalorizzatori di ultima generazione con alta efficienza di recupero energetico (ca. 30%), la potenza elettrica complessiva che potrà essere installata nei prossimi anni (in Italia intercorrono tipicamente 8-10 anni tra l'autorizzazione alla costruzione e l'inizio dell'esercizio dell'impianto) in questo settore sarà pari a circa 375 MWe con un corrispondente aumento di occupati negli impianti di circa 700 unità a cui sommare un ulteriore 20% dell'indotto.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'industria italiana è presente nel settore principalmente con la progettazione e la costruzione di caldaie (Ansaldo Caldaie, Ruths) per inceneritori, con la realizzazione di rivestimenti anticorrosione nelle caldaie e con la realizzazione di alcuni sistemi di trattamento degli effluenti gassosi e liquidi degli impianti.

Le tecnologie di realizzazione di caldaie ad alta efficienza per termovalorizzatori e di sviluppo e applicazione di rivestimenti innovativi per la protezione dalla corrosione sono esportabili all'estero.

L'impatto sul PIL nazionale è stimato in 0,03÷0,05%.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

I termovalorizzatori, dotati di ciclo di recupero energetico cogenerativo, possono avere un forte impatto sulle emissioni del settore residenziale urbano in quanto, grazie alla rete di teleriscaldamento collegata all'impianto, riducono drasticamente le emissioni gassose inquinanti e non filtrate degli impianti di riscaldamento residenziali e consentono un risparmio energetico ed economico.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- A2A – gestione di termovalorizzatori di rifiuti urbani (n° 4) di media e grande taglia, gestione della raccolta differenziata, di discariche e di reti di teleriscaldamento
- Gruppo HERA - gestione di termovalorizzatori di rifiuti urbani di media taglia (n° 7), gestione della raccolta differenziata e di discariche
- ACEA - gestione di termovalorizzatori di rifiuti urbani e scarti industriali (media taglia)
- REA - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia
- Gruppo Falck - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia
- TRM - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia
- IREN - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia.

Sviluppo della tecnologia

- ANSALDO CALDAIE – costruzione di caldaie per termovalorizzatori di rifiuti urbani
- RUTHS - costruzione di caldaie per termovalorizzatori di rifiuti urbani
- Turboden Costruzione di turbogeneratori di tipo Rankine a Fluido Organico.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: processi e tecnologie di termotrattamento (pirolisi, gassificazione e combustione) per il recupero di materia ed energia da rifiuti, costi di investimento e di gestione dei termovalorizzatori nazionali, modelli di gestione integrata dei rifiuti, studi su trattamenti finalizzati al recupero/riciclaggio dei prodotti a fine vita

Politecnico di Milano - Laboratorio Energia Ambiente Piacenza (LEAP): studi su nuovi modelli impiantistici per lo smaltimento dei rifiuti e il recupero energetico, studi sui combustibili da biomasse e rifiuti

Politecnico di Torino: studi su nuove configurazioni impiantistiche per la termovalorizzazione dei rifiuti

2° Università di Napoli, Dipartimento di Scienze Ambientali: studi sugli impianti a letto fluido e di gassificazione dei rifiuti urbani e industriali

RSE: Sviluppo di metodi diagnostici per la corrosione.

BEST PRACTICES

Il termovalorizzatore di Brescia è in esercizio dal 1998, incenerisce 750.000 t/anno di rifiuti e biomassa, produce 600 GWh elettrici/anno e 800 GWh termici/anno per il teleriscaldamento della città. È considerato uno degli impianti più avanzati e ha conquistato l'Industry Award come miglior inceneritore del mondo assegnatogli nel 2006 dal Waste to Energy Research and Technology Council (Columbia University, New York). L'efficienza del recupero energetico è del 29 % ed è tra le più alte nel settore a livello mondiale.

L'inceneritore di Amsterdam, in esercizio dal 2007, è tra i più grandi e moderni inceneritori a livello mondiale. Incenerisce 530.000 t/anno di rifiuti urbani e detiene il record (30,6%) di efficienza del recupero energetico [4], che è ottenuto sia con un ciclo a vapore (125 bar, 440-480 °C) molto efficiente per i termovalorizzatori, sia con una notevolissima protezione anticorrosione, attuata con un riporto di circa 1000 m² di superlega base nichel (Inconel 625) sulle superfici interne della caldaia.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani – Edizione 2015
- [2] CoolSweep - D 1.2 Global analysis of the Waste-to-Energy field (2014)
- [3] Frost & Sullivan (<http://www.environmental.frost.com>), intitolata "European Waste to Energy Plant Market" (2013)
- [4] M. van Berlo, "Value from Waste", Amsterdam's 4Year Experience with High-Efficiency Waste-to-Energy, marzo 2011
- [5] A. Bonomo, "La termovalorizzazione dei rifiuti in Italia: l'esperienza di esercizio e l'applicazione delle nuove tecnologie", Milano 22 settembre 2006
- [6] S. Consonni, G. Lozza, E. Macchi, C. Dainese, "Benefici dei sistemi integrati Termovalorizzatori - Cicli a combustione fossile", LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza, 2007
- [7] S. Malvezzi, L. Zaniboni, "The first years of activity of a large-scale WTE unit in Acerra, Italy", Sardinia 2013, S. Margherita di Pula, ottobre 2013
- [8] Schema di decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri di individuazione della capacità nazionale di trattamento dei rifiuti da parte degli impianti di incenerimento ai sensi dell'art. 35, comma 1, del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modifiche dalla legge 11 novembre 2014, n.164

SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO

DESCRIZIONE TECNICA

L'immagazzinamento di aria compressa, o CAES (Compressed Air Energy Storage), è una delle tecnologie potenzialmente più interessanti per accumulare quantità considerevoli di energia a basso costo specifico d'investimento. Unitamente agli impianti idroelettrici di pompaggio, gli impianti CAES sono gli unici in grado di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche dei grandi impianti di produzione di energia elettrica (100 – 1000 MW). In un impianto CAES, l'aria compressa accumulata (tipicamente in un serbatoio geologico) dopo essere stata riscaldata, è fatta espandere all'interno di una turbina a gas, a sua volta connessa a un generatore. Poiché in un impianto CAES le fasi di compressione ed espansione sono differite temporalmente, rispetto a una turbina a gas convenzionale, nella fase di generazione è disponibile tutta la potenza dell'espansore, con un incremento rilevante dell'energia prodotta in concomitanza con i picchi di domanda, a parità di taglia della turbomacchina. Nel corso degli anni sono state proposte differenti configurazioni impiantistiche con diverso grado di complessità e relative prestazioni. Ad oggi, sono operativi solo due impianti di grossa taglia ad aria compressa CAES, uno in Germania (Huntorf) e uno negli Stati Uniti (McIntosh- Alabama). Mentre La New Energy Foundation giapponese sta sperimentando dal 1990 la tecnologia CAES in Giappone mediante la realizzazione di un piccolo impianto da 2 MW che utilizza una miniera abbandonata di carbone come serbatoio di accumulo [1]. Si ricorda che già negli anni '80 ENEL sperimentò la tecnologia CAES presso Sesta (Si), realizzando una piccola unità da 25MW.

Entrambi gli impianti di grossa taglia ad oggi operativi adottano una configurazione che prevede un treno di compressori con stadi d'inter- e post- refrigerazione, una caverna d'accumulo (realizzata in una formazione salina posta a parecchie centinaia di metri sotto la superficie terrestre), una camera di combustione ove l'aria accumulata è convogliata come comburente del gas naturale, un espansore e un generatore. Nell'impianto più recente (McIntosh-USA 1991) l'aria compressa prima di entrare nella camera di combustione è preriscaldata in uno scambiatore (recuperatore) dai gas di scarico della turbina.

Tra i progetti in corso nel mondo, oltre a quelli basati sul CAES "convenzionale" (quali Matagorda Texas USA e Norton, Ohio USA) che utilizzano combustibili fossili, si menzionano quelli che considerano l'opzione adiabatica. In questo caso, il calore generato durante la compressione è accumulato e riutilizzato per preriscaldare l'aria nella fase di generazione, consentendo di eliminare l'impiego di combustibili. In questo tipo di ciclo l'energia termica può essere accumulata sotto forma di calore latente, o sfruttando oli termici, o ancora materiali ceramici. L'aria così raffreddata è poi accumulata in un serbatoio geologico, analogamente alle altre tipologie di impianto. I progetti di CAES adiabatici sono: Near Term Energy Storage Program 94 di EPRI (Electric Power Research Institute), che prevede di studiare anche impianti che escludano, o quasi, l'impiego di combustibile, il progetto svizzero di Airlight Energy in collaborazione con Alstom Power e il progetto europeo ADELE (Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply).

Si evidenzia che sebbene spesso indicata come una possibile opzione, l'impiego di una formazione geologica porosa come serbatoio di accumulo dell'aria, ad oggi, è un concetto mai utilizzato. L'unico progetto avviato nei primi anni 2000 al fine di sperimentare questa soluzione (IOWA-USA) è stato chiuso all'inizio del 2012 perché il sito geologico, precedentemente selezionato tra oltre venti, con una spesa di alcuni milioni di dollari, dopo alcune prove preliminari non è risultato idoneo allo scopo, gettando peraltro seri dubbi sulla reale convenienza economica della soluzione sperimentata.

Recentemente è in corso di studio la possibilità di downsize di impianti in quello che viene chiamato il micro-CAES, che renderebbe il sistema più flessibile e quindi applicabile in diversi ambiti tra cui il residenziale e commerciale [2].



STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

L'impianto di Huntorf, nei pressi di Brema, risale al 1978. È un impianto da 290 MW che utilizza una coppia di caverne saline realizzate a una profondità variabile tra i 650 e 800 metri aventi un volume complessivo pari a circa 300.000 m³. La costruzione dell'impianto da parte di ABB richiese circa trenta mesi di lavoro con un costo specifico d'investimento (al 2002) pari a circa 400\$/kW. In condizioni operative normali, l'avviamento dell'impianto richiede circa undici minuti, che in caso di necessità possono essere dimezzati. La pressione di accumulo all'interno dei serbatoi è fissata a 66 bar. Nella fase di espansione la pressione del serbatoio scende sino a 46 bar. Al fine di garantire una pressione costante (42 bar) in ingresso turbina è utilizzato un riduttore di pressione. A valle della turbina di alta pressione è posto un secondo combustore e un secondo stadio d'espansione.

L'impianto di McIntosh, da 110 MW, realizzato da Dresser-Rand, è operativo dal 1991. Esso è stato progettato per garantire una produzione di energia elettrica continua per 26 ore a pieno carico. Analogamente all'impianto precedente, il serbatoio è costituito da una caverna salina del volume di 560.000 m³. I costi specifici d'investimento indicati da EPRI attualizzati al 2010 sono circa 1000 – 1250 \$/kW. Stime per nuovi impianti oscillano tra i 400€/kW e i 1000€/kW, a seconda della condizione e tipologia di serbatoio ipotizzato.

L'affidabilità di entrambi gli impianti risulta compresa tra 95% e 99%.

Nazionale

Non esistono impianti CAES in Italia.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Nella configurazione convenzionale si può ritenere che la tecnologia sia consolidata e quindi disponibile sul mercato, come dimostrato dalla realizzazione attualmente in corso di impianti analoghi a quello di McIntosh-USA.

Nell'accezione micro-CAES i sistemi sono ancora in fase di ottimizzazione.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Nella configurazione "convenzionale" la fonte energetica utilizzabile è il gas naturale mentre, nelle configurazioni adiabatiche e isoterme, non è necessario ricorrere a fonti energetiche. Tuttavia la tecnologia si propone come una soluzione per l'accumulo energetico e come tale può essere vista in relazione a qualunque situazione di intermittenza della fonte energetica primaria, particolarmente con quella eolica. Infatti, l'energia elettrica prodotta da fonti intermittenti può essere utilizzata per alimentare il compressore, l'aria compressa viene immagazzinata nelle cavità sotterranee e si rende disponibile per essere utilizzata in un secondo momento; si va così a costituire una riserva di energia particolarmente utile per esempio nei periodi estivi quando si ha una maggiore richiesta da parte delle utenze.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Gli impianti CAES, per le loro particolari caratteristiche, si prestano bene in numerose applicazioni. Essi vengono normalmente impiegati per ridurre i picchi di potenza richiesti alla rete di alimentazione effettuando il peak-shaving, inoltre vengono impiegati per realizzare una riserva rotante e come supporto per la produzione di potenza reattiva. Lo sviluppo di sistemi micro-CAES utilizzabili sia per l'accumulo elettrico che termico renderebbe questa tecnologia applicabile sia al residenziale che al terziario (hotel, centri commerciali, aree di servizio ecc.).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Sulla base dell'esperienza maturata negli USA è da escludersi almeno nella prima fase l'impiego di serbatoi geologici porosi. Le uniche possibili alternative sono costituite dall'uso di miniere abbandonate che abbiano le caratteristiche necessarie, eventuali depositi salini profondi presenti nel territorio nazionale o serbatoi sottomarini (soluzione in fase di studio in UK ma a livello di micro impianto pilota). Un'ulteriore alternativa praticabile (e praticata dal progetto svizzero) è costituita dalla realizzazione di una caverna scavata nella roccia, a patto che quest'ultima sia molto compatta, non friabile né porosa. Queste condizioni sicuramente possono limitare significativamente la diffusione di questa tecnologia d'accumulo in ambito nazionale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Nella configurazione convenzionale il CAES ha un impatto sull'ambiente analogo a quello di una turbina a gas a ciclo semplice dotata di un recuperatore e alimentata con gas naturale. Nella configurazione adiabatica, escludendo le opere necessarie per installare l'impianto e la realizzazione del serbatoio, non si prevedono impatti emissivi nel corso dell'esercizio.

Emissioni CO₂/MWh

A parità di energia elettrica generata, gli impianti CAES convenzionali emettono molta meno CO₂ rispetto ad una turbina a gas in ciclo semplice in quanto il lavoro di compressione si presume sia stato effettuato utilizzando un surplus di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili caratterizzate da emissioni nulle. Si può valutare un'emissione specifica, nella fase di esercizio, di circa 1/3 rispetto ad un turbogas a ciclo aperto allo stato dell'arte, dell'ordine di 150 – 200 gCO₂/kWh.



Sistema di accumulo CAES adiabatico (Progetto europeo ADELE)

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Sulla base delle date di costruzione dei due impianti CAES esistenti si può affermare che la vita utile potrebbe superare i 35 – 40 anni. La round trip efficiency (definita come il rapporto tra l'energia elettrica che l'impianto è in grado di restituire durante la fase di generazione e quella consumata complessivamente per lo stoccaggio e la generazione stessa) degli impianti di Huntorf e di McIntosh risulta rispettivamente pari a 42% e 54%. Analoghe stime per futuri impianti CAES adiabatici oscillano tra 70 – 73%.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Uno degli ostacoli principali allo sviluppo della tecnologia è la dipendenza dalle formazioni geologiche (strati acquiferi naturali, caverne di sale o caverne costruite nella roccia), che limita la possibilità d'installazione degli impianti solo a determinate aree. Inoltre la tecnologia allo stato attuale viene considerata non sempre economicamente vantaggiosa.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Non valutabili.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Non valutabili.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

I Sistemi CAES possono essere integrati con sistemi convenzionali (per esempio Diesel) per fornire un sistema di accumulo efficiente in aree isolate, permettendo una migliore gestione dei carichi energetici e offrendo la possibilità di sfruttare il calore disperso.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Sviluppo della tecnologia

L'unico attore italiano attualmente coinvolto nello sviluppo della tecnologia è NP (GE Oil&Gas) che ha partecipato al progetto europeo ADELE-Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply [3].

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Attività di ricerca in ambito di CAES è compiuta da GE Oil&Gas (progetto ADELE), da RSE che ha effettuato, in particolare, studi di fattibilità tecnico-economica di CAES in Italia e dall' Università di Perugia.

BEST PRACTICES

Si vedano gli impianti e i progetti precedentemente menzionati.



Impianto CAES entrato in funzione nel 1991, McIntosh, Alabama



Impianto CAES entrato in funzione nel 1978, Kraftwerk Huntorf

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] M. Budt, D. Wolf, et al, Applied Energy,170, (2016), 250–268
- [2] A. Tallini, A. Vallati, L. Cedola, Energy Procedia 82 (2015) 797 – 804
- [3] <http://www.adel-energy.eu>
- [4] RSEView “L'accumulo di energia elettrica” scaricabile dal sito di RSE <http://www.rse-web.it/monografie/rseview001.page>
- [5] P. Savoldelli, Indagine su tecnologie e materiali per accumulo termico in impianti CAES RSE 12005740, 2012. Rapporto Ricerca di Sistema
- [6] L. Augello, F. Cernuschi, G. Agate, R. Guandalini, M. Benini, Progetto di fattibilità tecnico-economica di un sistema CAES mediante stoccaggio geologico di aria compressa e con palloni sommersi RSE 12000973, 2011. Rapporto Ricerca di Sistema

DESCRIZIONE TECNICA

I volani sono sistemi di accumulo con prestazioni in potenza che si basano sull'energia cinetica. Generalmente sono sistemi cilindrici (perché semplici da fabbricare) costituiti da due parti meccaniche, una fissa (statore) e una rotante (rotore), e una parte elettrica, che deve svolgere la funzione sia di generatore che di motore. La quantità di energia accumulabile dipende dall'inerzia meccanica del rotore e dalla velocità angolare massima che può raggiungere. Durante la fase di carica la velocità di rotazione aumenterà mentre durante la fase di scarica diminuirà. In entrambi i casi la variazione di velocità (trascurando le perdite per attrito) è dovuta alla coppia fornita/assorbita dalla macchina elettrica.

I volani sono affetti da due sorgenti di perdite principali. La prima è dovuta all'attrito aerodinamico tra il rotore e il gas presente nella camera che lo circonda. La seconda all'attrito meccanico che si realizza sui cuscinetti che sono sottoposti al peso del rotore. L'attrito viene parzialmente compensato utilizzando una bassa pressione all'interno della camera e un sistema di cuscinetti avanzati. Sebbene teoricamente il volano dovrebbe lavorare in vuoto, spesso viene lasciata una piccola pressione per consentire la trasmissione del calore che si genera all'interno della camera. Per quanto riguarda i cuscinetti, sono principalmente magnetici o superconduttivi e in molti casi è utilizzata la levitazione magnetica.

Questa tecnologia è dedicata alle applicazioni in potenza con cariche/scariche brevi [1].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa sono ad oggi installati più di 8 MW distribuiti su una decina di impianti, escludendo le installazioni dei volani che saranno utilizzati per i progetti di fusione nucleare (i quali hanno potenze installate dell'ordine delle centinaia di MW) [2].

Nazionale

In Italia non sono presenti sistemi di accumulo rilevanti con questa tecnologia.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Il TRL della tecnologia è tra 5 e 6 con alcuni dispositivi già in fase di test in ambiente rilevante. Sono tuttavia ancora da investigare tutti i vantaggi e gli svantaggi della tecnologia mentre la ricerca e sviluppo è focalizzata ad aumentare l'energia accumulabile e diminuire l'autoscarica.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Essendo una tecnologia di accumulo, i volani possono interagire con qualsiasi sistema di produzione energetica, sia rinnovabile che non rinnovabile.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Grazie alle prestazioni in potenza che caratterizzano la tecnologia, una delle possibili applicazioni è nel *power quality* dove essa può portare un beneficio all'utente elettrico, soprattutto nelle zone della rete soggette a forti variazioni di tensione (buchi di tensione o *flickers*). Questo beneficio si traduce in un vantaggio economico per il distributore (soggetto a eventuali sanzioni se non rispetta certi livelli di qualità dell'energia fornita) o dal punto di vista della qualità della vita per l'utente (che riceverebbe un servizio migliore). Inoltre questa tecnologia è anche utilizzata negli impianti sperimentali per la ricerca sulla fusione nucleare, dove sono necessari enormi picchi di potenza.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'installazione dei volani richiede la disponibilità di poter scavare nel suolo; infatti, la macchina rotante è solitamente installata nel sottosuolo per motivi di sicurezza. La diffusione della tecnologia è quindi possibile in terreni non ancora edificati o non abitati (nel caso in cui l'impianto non sia già installato sottoterra).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia dei volani non ha nessun impatto ambientale nella fase di esercizio.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Nell'ambito dell'integrazione dei sistemi di accumulo con le fonti energetiche rinnovabili, le emissioni di CO₂/MWh evitate con la tecnologia dei volani potrebbero corrispondere alle emissioni di CO₂/MWh prodotte da altre fonti energetiche non rinnovabili che si avrebbero in alternativa.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza ciclica dei volani attualmente disponibili in commercio si attesta sull'80%. Tale valore è dovuto alle perdite energetiche che si hanno sulla macchina elettrica (in minima parte) e sulla parte meccanica (per la maggior parte). Il numero di cicli vita è molto elevato, superiore a 500000.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I volani, avendo un numero di cicli vita molto elevato, hanno un costo di Maintenance praticamente nullo. L'unico costo di Operation è dovuto all'autoscarica e dipende fortemente dal costo dell'energia elettrica necessaria per ricaricarli.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Il principale ostacolo allo sviluppo è il costo elevato per unità di potenza.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

I volani potrebbero essere utilizzati nel residenziale per migliorare la qualità dell'energia elettrica. Nel settore dei trasporti potrebbero essere impiegati nelle sottostazioni per recuperare l'energia ceduta dai treni in rete durante la fase di frenatura mantenendo la tensione di linea entro valori accettabili.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

In Italia non sono presenti attori che utilizzano tale tecnologia.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

RSE: in anni precedenti, ha progettato e realizzato un prototipo di volano ad alta densità di energia. Attualmente si occupa di monitorare lo stato dell'arte e contribuire all'attività normativa relativa alla tecnologia dei volani utilizzati come sistema di accumulo.

BEST PRACTICES

Wind-Storage Hybrid Study è un progetto, avviato in Irlanda da Mainstream Renewable Power e Enterprise Ireland, che coinvolge vari sistemi di accumulo tra cui i volani per limitare i picchi di potenza generati dall'eolico [3].

Il progetto Store in cui è coinvolta Endesa prevede l'installazione di 500 kW di volani con autonomia di 18 secondi a Alajeró per effettuare regolazione di tensione [4].

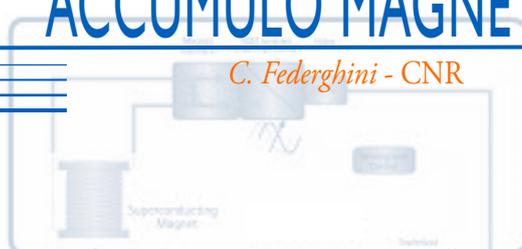
Il primo impianto commerciale di volani di taglia significativa (20 MW – 5 MWh), costruito dalla Beacon Power per conto della NYISO (New York Independent System Operator) per svolgere la funzione di regolazione di frequenza, è entrato in servizio nel 2011 a Stephentown (New York).



Impianto di volani (20 MW – 5 MWh) entrato in funzione nel 2011, Stephentown (New York)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] RSEview (2011). L'accumulo di energia elettrica. IL MELOGRANO
- [2] <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- [3] <http://mainstreamrp.com/mainstream-to-test-large-scale-battery-storage-at-irish-wind-farm/>
- [4] <http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage-plants-STORE-Project>



DESCRIZIONE TECNICA

La possibilità di accumulare significative quantità di energia sotto forma di campo elettromagnetico all'interno di un avvolgimento diventa una soluzione energeticamente favorevole grazie all'impiego di cavi superconduttivi. L'assenza di resistenza elettrica di quest'ultimi consente di realizzare avvolgimenti in grado di mantenere l'energia immagazzinata al loro interno con perdite trascurabili. In tali dispositivi, chiamati per brevità SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), l'energia immagazzinabile risulta proporzionale al quadrato dell'intensità del campo magnetico e al volume occupato da quest'ultimo. Varie sono le geometrie possibili per gli avvolgimenti. Per confinare in modo ottimale il campo elettromagnetico, risulta vantaggiosa la soluzione a magnete toroidale per la quale il volume occupato dal campo è sostanzialmente delimitato al volume compreso all'interno degli avvolgimenti stessi.

Nel corso degli anni '90, alcune aziende hanno avviato la commercializzazione di sistemi SMES basati su superconduttori tradizionali (leghe del niobio, denominati LTS, Low Tc Superconductor) raffreddati in bagno di elio liquido. Tali dispositivi furono progettati con la funzione di operare come gruppi di continuità UPS (Uninterruptible Power Supply), con il vantaggio di poter erogare una notevole potenza istantanea anche se per una durata di tempo piuttosto limitata.

Per il diffondersi dell'applicazione risulta fondamentale il poter disporre di un sistema facilmente utilizzabile, in grado di sopportare un numero di cicli elevatissimo e che richieda una limitata manutenzione. I recenti sviluppi relativi ai superconduttori ad alta temperatura (i cosiddetti HTS, High Tc Superconductor), potendo operare ad una temperatura superiore a quella dell'elio liquido, rappresentano il materiale di base ideale per la realizzazione di SMES che soddisfino tutte le caratteristiche richieste dai potenziali utilizzatori.

L'avvolgimento superconduttivo, posto all'interno di una camera a tenuta stagna e in vuoto, si comporta a tutti gli effetti come un'induttanza che può essere caricata e scaricata un numero idealmente infinito di volte senza comprometterne le caratteristiche. La velocità di carica e scarica, ossia la potenza che lo SMES può erogare o assorbire dalla rete rispettivamente, viene controllata attraverso una opportuna elettronica di potenza, ma è anche un parametro che interviene già in fase di progettazione del sistema magnetico stesso, in quanto può essere grandemente influenzato da fattori geometrici sia della bobina che del cavo superconduttivo selezionato. Proprio le potenze di carica e scarica, largamente più modulabili che per altri sistemi di accumulo, e la durata di vita virtualmente infinita dello SMES ne fanno un componente che ha sicuramente un ruolo fondamentale nel panorama delle differenti tecnologie di accumulo di energia.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

La tecnologia SMES è implementata in prodotti industriali da parte di aziende con sede negli Stati Uniti e in Giappone (AMSC, Bruker e Chubu Electric Power Company). Ulteriori installazioni a livello pre-commerciale sono presenti in Europa. I sistemi SMES finora realizzati utilizzano avvolgimenti costruiti con superconduttori tradizionali LTS raffreddati mediante elio liquido. Sono attualmente impiegati per la protezione di processi industriali critici. Di particolare rilievo sono le installazioni Giapponesi utilizzate, all'interno degli stabilimenti Sharp nell'area di Nagoya, per la produzione di sistemi a semiconduttore in grado di fornire una potenza di 10 MW. A livello internazionale sono in corso una serie di programmi di ricerca e prototipazione della tecnologia SMES basata sui superconduttori HTS. I programmi principali sono quello statunitense, che coinvolge le aziende ABB e Superpower, e quello giapponese, che coinvolge numerose aziende sotto l'egida dell'organizzazione NEDO.

Nazionale

A livello nazionale sono numerose le iniziative legate allo sviluppo e implementazione di SMES. Un progetto finalizzato alla realizzazione di uno SMES in elio liquido con superconduttori tradizionali è stato realizzato da un consorzio di aziende italiane guidato da Ansaldo Energia e installato presso il Sincrotrone di Trieste. Il dispositivo è in grado di erogare una potenza in uscita di 1 MW ed è stato utilizzato per garantire un'adeguata protezione della fornitura di energia elettrica al sito scientifico. Vi sono ulteriori iniziative che hanno portato alla prototipazione di micro-SMES realizzati con superconduttori di moderna generazione (HTS) da un consorzio guidato da Ansaldo CRIS. Attualmente ENEA è impegnata attivamente nel perseguire lo sviluppo di tali dispositivi, così come le principali aziende nazionali interessate alla superconduttività e all'energy storage (ASG Superconductors, Columbus Superconductors e EEI). Recentemente è stata intrapresa una nuova iniziativa, con la partecipazione di partner industriali e istituti di ricerca, che ha come obiettivo la costruzione di un prototipo di SMES della taglia di 50-100 kW utilizzando per la prima volta il superconduttore MgB2 raffreddato a secco.

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La fattibilità della tecnologia SMES per l'accumulo di energia è stata ampiamente dimostrata a livello pratico. La maturità tecnologica di tali dispositivi è pienamente compiuta. La tecnologia SMES finora implementata in prodotti industriali prevede l'utilizzo di superconduttori tradizionale (LTS) in combinazione con raffreddamento all'elio liquido. Tale metodo è confrontabile con quello della risonanza magnetica medicale, l'applicazione principale della superconduttività ad oggi. Entrambe le tecnologie sono pienamente affermate, ma si stanno muovendo verso soluzioni cryogen-free, ossia in assenza di liquidi criogenici, grazie alla progressivo sviluppo di superconduttori di moderna generazione (HTS) in grado di operare a temperature maggiori e compatibili con un raffreddamento cryogen-free. Il livello di maturità tecnologica dei sistemi SMES cryogen-free è classificabile tra il 5 e il 6 (prototipi di scala significativa installati e funzionanti). I sistemi criogenici necessari all'operatività in condizioni cryogenic-free sono sistemi prodotti industrialmente e con provata affidabilità da svariate aziende internazionali. L'elettronica di potenza necessaria al suo controllo e interfacciamento con l'esterno non risulta significativamente diversa da quella già sviluppata per altri dispositivi di accumulo, ed è disponibile presso svariate aziende presenti sul territorio nazionale.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Lo SMES, essendo un sistema di accumulo di energia in grado di accumulare e/o rilasciare l'energia in modo estremamente rapido, può essere integrato con qualunque fonte di energia, in particolare rinnovabile, allo scopo di renderla maggiormente fruibile.

Le caratteristiche tecniche dei sistemi SMES sono complementari rispetto a quelle degli altri sistemi di accumulo. Sono caratterizzati da una minore capacità di stoccaggio dell'energia ma sono in grado di erogare/assorbire notevoli potenze in tempi estremamente rapidi. Una ulteriore caratteristica è la possibilità di compiere un numero di cicli di carica e scarica praticamente illimitato. Lo SMES è quindi particolarmente adatto per l'utilizzo all'interno di sistemi ibridi (Energy Intensive + Power Intensive) economicamente vantaggiosi ed estremamente prestanti. Il costo e le dimensioni dei sistemi energy intensive (ad esempio batterie) sono strettamente legati alla potenza che questi debbono erogare. Se il sistema deve erogare una potenza elevata, anche per un tempo molto ristretto, il suo dimensionamento deve essere effettuato sul picco di potenza altrimenti la richiesta non può essere soddisfatta. La combinazione di un sistema energy intensive con uno SMES, che è un sistema power intensive, consente di soddisfare il temporaneo surplus di potenza senza eccessivi sovradimensionamenti del primo.

I principali contributi della tecnologia SMES (anche all'interno di sistemi ibridi) allo sfruttamento delle risorse rinnovabili sono:

- maggiore penetrazione della generazione distribuita. Lo SMES è un tecnologia in grado di controllare affidabilmente i flussi di potenza anche in presenza di fluttuazioni estremamente rapide e di notevole entità. Rappresenta quindi uno strumento congeniale per l'integrazione affidabile delle risorse distribuite non programmabili nella rete elettrica (eolico, fotovoltaico, energie marine, ecc.)
- stabilizzazione di micro-grid o impianti off-grid. Sono diffusi sistemi elettrici di dimensioni significative (microgrid, isole, miniere, ecc.) che non sono interconnessi ad un sistema elettrico esteso. Tali sistemi integrano al loro interno risorse rinnovabili. Una riserva di potenza rapidamente disponibile è necessaria per un esercizio affidabile. Ulteriori applicazioni dei sistemi SMES riguardano il miglioramento della Power quality e il livellamento dei carichi impulsivi. L'ottimizzazione di flussi di potenza nella rete elettrica accresce la sua efficienza contribuendo alla riduzione del consumo energetico complessivo.

Si evidenzia che lo SMES è utilizzabile molto vantaggiosamente in combinazione con la tecnologia dell'idrogeno. Oltre alla sinergia di tipo elettrico (sistema di accumulo ibrido) vi è la possibilità di trarre notevole vantaggio dal punto di vista del raffreddamento se l'idrogeno è stoccato in forma liquida. La temperatura dell'idrogeno liquido è 20 K e tale temperatura è compatibile con l'esercizio di tutti i superconduttori HTS di interesse tecnico.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia SMES può trovare naturale applicazione in settori differenti da quello specificatamente energetico. Può essere ugualmente impiegata in supporto a processi industriali (applicazioni di tipo power quality e/o livellamento di carichi impulsivi quali, ad esempio, laminatoi, estrusori, presse), ma anche in ambito Difesa, a supporto di attrezzature richiedenti un impulso di potenza istantanea significativo. Lo sviluppo di magneti superconduttivi cryogenic-free consente applicazioni in tutta una serie di dispositivi innovativi ad alte prestazioni ed efficienza, come ad esempio magneti per la separazione magnetica, motori e generatori ad elevata efficienza, limitatori di corrente superconduttivi.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia SMES è da considerarsi una delle più pulite tecnologie di accumulo di energia. Essendo immagazzinata sotto forma di campo elettromagnetico nel vuoto non comporta nessun tipo di degrado del sistema di accumulo col tempo. I materiali utilizzati per la realizzazione di ciascun componente del sistema SMES complessivo non presentano alcuna problematica di sicurezza (esplosione/incendio), tossicità, degradazione e smaltimento.

Emissioni CO₂/MWh

La produzione di uno SMES non prevede tecnologie che sviluppino CO₂ così come il criogeneratore. L'unica fonte di produzione di CO₂ è nella produzione delle leghe metalliche che lo costituiscono.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Durante la fase di funzionamento non verrà prodotta CO₂ così come nessun'altro inquinante essendo il processo puramente elettromagnetico e il criogeneratore a ciclo chiuso.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza complessiva dello SMES durante un ciclo completo di carica e scarica (round trip efficiency) è molto elevata (>97%). Ciò è dovuto al fatto che l'energia è direttamente immagazzinata in forma elettrica (dal punto di vista elettrico lo SMES è schematizzabile come un induttore). Le uniche perdite avvengono nei convertitori elettronici necessari per gestire lo scambio di potenza tra lo SMES e la rete. Occorre però considerare che per mantenere in esercizio lo SMES è necessario raffreddarlo costantemente. La potenza degli apparati di raffreddamento è notevolmente inferiore rispetto alla potenza in ingresso o in uscita dallo SMES (indicativamente < 1 %), per cui non ne penalizza in modo importante il rendimento. In fase di stand-by è necessario assicurare sempre la circolazione della corrente nell'induttore attraverso una componente esterna a stato solido nella quale si verifica comunque una dissipazione di potenza. Tale dissipazione è modesta, tuttavia se la fase di stand-by si protrae a lungo il suo impatto sull'energia complessivamente accumulata nello SMES può essere apprezzabile. Lo SMES non è dunque un sistema adatto per la tipologia di accumulo in cui sia prevista una fase di stand-by di lunga durata.

Durante l'esercizio dello SMES non esistono fenomeni di degradazione intrinseca (i fenomeni coinvolti sono esclusivamente elettromagnetici). Non esiste quindi un limite nel numero di cicli di carica e scarica che il sistema può sostenere. Non esistono inoltre fenomeni di invecchiamento di tipo termico (come negli apparati elettrici convenzionali) poiché il sistema opera permanentemente a temperatura costante. L'unica causa che determina l'invecchiamento del sistema sono le sollecitazioni meccaniche di origine elettromagnetica. Dato un esercizio ciclico si ha un invecchiamento di tipo a fatica. Con un opportuno dimensionamento meccanico e una opportuna manutenzione degli apparati di raffreddamento (in particolare dei compressori delle macchine frigorifere) la durata di vita può comunque raggiungere tempi molto lunghi (diversi decenni).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il payback della tecnologia SMES dipende in modo significativo dall'impiego specifico che se ne prevede. Nel caso di utilizzo dello SMES con funzionalità di miglioramento della power quality, ove si verifica un costante transito di energia attraverso il dispositivo nelle due direzioni (carica/scarica), il payback dipende dal dimensionamento del dispositivo. Per un sistema con capacità di immagazzinamento di 10 MJ, quindi di taglia medio/piccola, il payback previsto si raggiunge nell'arco di 2/3 anni di utilizzo. I costi di manutenzione sono trascurabili in quanto vertono solo sulla regolare assistenza al compressore che garantisce il raffreddamento del sistema da effettuare ogni 2 anni.

Il payback dello SMES impiegato in configurazione UPS è di più difficile valutazione in quanto dipendente in modo più critico dallo scopo di impiego. Tipicamente per processi industriali critici, come nella produzione della carta, la fornitura di potenza istantanea dello SMES garantisce la continuità produttiva, e raggiunge quindi un livello di payback valutabile in funzione del numero di interventi che è chiamato a compiere nell'arco della sua vita, che può essere comunque molto lunga (> 10 anni), vista l'assenza di componenti deperibili.

Non sono necessari interventi particolari per lo sviluppo di infrastrutture in quanto il sistema è direttamente compatibile in termini di peso e ingombro con l'ambiente tipico di una sottostazione elettrica o di un sito industriale, specialmente per una configurazione di SMES toroidale.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Esistono competenze e professionalità ben radicate in Italia e nel mondo nello sviluppo e nella manutenzione di magneti superconduttori. I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia SMES cryogen-free sono il costo e la disponibilità dei superconduttori HTS. Nel breve termine è comunque possibile adoperare il superconduttore MgB₂, già disponibile a livello industriale e a costi competitivi. L'Italia è leader nella sua produzione. La disponibilità industriale, attesa nel medio termine, di ulteriori materiali HTS (YBCO coated conductors), caratterizzati da maggiori prestazioni, consentirà di accrescere ulteriormente la competitività degli SMES.

Un altro ostacolo allo sviluppo della tecnologia è legato alla necessità di utilizzare elio liquido per il raffreddamento del magnete. Il ciclo termodinamico per la liquefazione dell'elio ha un rendimento di 1,5% e questo incide sull'efficienza globale dell'impianto. L'elio è un gas sempre più raro e costoso ed è indispensabile in prospettiva prevedere un suo utilizzo ridotto.

Ad oggi sono disponibili nuovi materiali superconduttori che consentono di avere prestazioni eccellenti a temperature molto più alte: 20K per MgB₂ e 77K per YBCO. L'efficienza del raffreddamento aumenta allora di un fattore 5 per magneti costruiti con fili realizzati in MgB₂ e di un fattore 18 per quelli costruiti in YBCO.

Mentre la tecnologia del MgB₂ è matura e consente la preparazione di fili lunghi a sufficienza a costo moderato per la costruzione di grandi magneti, quella dell'YBCO non lo consente ancora.

Inoltre, a parità di energia immagazzinata, la riduzione dei volumi e quindi del costo di impianto e di energia spesa per il suo costante raffreddamento passa per l'aumento del campo magnetico di esercizio del magnete e, quindi, per l'aumento delle prestazioni del filo superconduttore ad alti campi e temperature.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Rispetto agli altri paesi europei, l'Italia parte da una situazione di vantaggio. Si ritiene che in una fase di avvio della commercializzazione, le prime installazioni possano avvenire sul territorio nazionale, per diffondersi poi rapidamente su scala globale. La capacità di integrare il sistema all'interno di uno o più container modulari consentirà una facile trasportabilità del dispositivo. In aree industrialmente evolute e con presenza di fonti rinnovabili di energia se ne ipotizza una rapida diffusione, come nell'Estremo Oriente (Cina, Corea del Sud), oltre che in molti paesi emergenti.

Come si è evidenziato l'Italia è leader nella produzione di fili in MgB₂.

Attualmente ci sono nel mondo circa 105 sistemi MRI medicali, la metà dei quali raffreddati in elio liquido e del costo di circa 106 \$, gli altri a basso campo e risoluzione. Nei prossimi dieci anni dovranno per deficit di elio essere sostituiti con sistemi cryogen-free. Il costo del magnete rappresenta circa un terzo dello strumento.

Se i magneti venissero prodotti in Italia il valore complessivo sarebbe di circa 30 G\$.

E in futuro? Gli Stati Uniti hanno circa 35 MRI per milione di abitanti. La popolazione mondiale è cresciuta oggi a 7.4 miliardi.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia SMES trova immediato impiego in applicazioni industriali, sia come UPS sia per la fornitura di elevata potenza istantanea a processi produttivi di tipo impulsivo. In ambito residenziale, la tecnologia SMES potrebbe avere utilizzo nella gestione dell'energia di piccole aree residenziali, soprattutto se dotate di generazione da fonti rinnovabili. Lo SMES consentirebbe di bilanciare in modo ottimale l'utilizzo dell'energia, favorendo il risparmio energetico. Nell'ambito dei trasporti, vi sono già esempi prototipali di applicazione in velivoli e in ambito navale, sia per scopi civili che per finalità strategiche.

La disponibilità di grandi SMES accoppiati termicamente a serbatoi di idrogeno alimentati da fonti discontinue di energia rinnovabile costituiranno in futuro la soluzione di una rete energetica globale a basso impatto ambientale che interesserà tutti i settori coinvolti nell'uso dell'energia.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Lo sviluppo della tecnologia SMES coinvolge:

- Industria elettrica manifatturiera
- Società di servizio energetico
- Società coinvolte nella componentistica accessoria (sistemi di raffreddamento, sistemi da vuoto, sistemi elettronici per l'interfacciamento SMES/rete).

La disponibilità di sistemi SMES per il controllo della power quality e per la gestione dei carichi critici è inoltre di notevole interesse per vari settori industriali quali quello metallurgico, o per tutte le applicazioni in cui la continuità del servizio secondo standard elevatissimi sia un requisito indispensabile (ad esempio, data center).

Sviluppo della tecnologia

Lo sviluppo della tecnologia SMES richiede attività di tipo trasversale che coinvolgono alcuni dei maggiori enti di ricerca nazionali (CNR, INFN, ENEA) e Università in sinergia con le principali aziende in superconduttività (ASG Superconductors, Columbus Superconductors).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Sul territorio nazionale è possibile individuare tutte le competenze necessarie al pieno sviluppo della tecnologia SMES basata su superconduttori HTS, sino alla sua commercializzazione. Lo sviluppo di materiali superconduttori HTS è portata avanti in ambito CNR e ENEA, dove si concentrano le maggiori competenze. I materiali trattati sono sia l'MgB2 che i superconduttori 2G a base di YBCO sia, a livello esplorativo, i nuovi materiali a base di Ferro. A livello industriale, Columbus Superconductors è l'azienda italiana che attualmente produce conduttori HTS e che collabora da anni con entrambi gli enti di ricerca. Per quanto riguarda lo sviluppo dei magneti superconduttivi, INFN e ENEA hanno competenze e attività in corso miranti all'ottimizzazione di magneti superconduttivi che impiegano anche materiali HTS. ASG Superconductors è l'azienda italiana che rappresenta il market leader nel settore e che più naturalmente rappresenta il player industriale per tali componenti. Per quanto riguarda lo studio/ottimizzazione del sistema SMES, l'Università di Bologna e RSE sono gli attori che maggiormente dedicano tempo e risorse su queste tematiche. Partners industriali che completano il quadro delle competenze sono le aziende dell'elettronica di potenza, come OCEM, EEI, Elettronica Santerno, per citarne solo alcune, e quelle per lo sviluppo di sistemi di raffreddamento e da vuoto come, ad esempio, Criotec e Rial.

BEST PRACTICES

Per i sistemi SMES basati su superconduttori tradizionali a bassa temperatura critica le installazioni più evolute sono quelle sviluppate dalla utility elettrica Chubu Electric Power Company in Giappone. Tali sistemi hanno consentito di risolvere il ricorrente problema delle brevi interruzioni di potenza negli stabilimenti Sharp per la produzione di semiconduttori dell'area di Nagoya. Nonostante la loro breve durata (< 1 s) tali interruzioni provocavano puntualmente l'arresto della produzione con notevoli impatti a livello economico. Il problema è stato risolto mediante l'installazione, nel 2006 e nel 2010, di due sistemi SMES in grado di erogare una potenza di 5 MW e 10 MW rispettivamente. I due SMES sono tuttora in esercizio e durante questi anni sono intervenuti più di 40 volte. Si noti che il raggiungimento della potenza richiesta, sebbene possibile, è notevolmente complesso e costoso se si utilizzano altre tecnologie di accumulo (e.g. batterie).

Attualmente sono in fase di prototipazione sistemi SMES basati sull'utilizzo combinato di superconduttori di moderna generazione (HTS) e tecnologie di raffreddamento cryogen free. Un prototipo da 100 kW è stato recentemente completato e testato con successo in Cina. L'avvento della tecnologia cryogen free consentirà di ridurre drasticamente i costi legati all'utilizzo dell'elio liquido e contribuirà ad accrescere la competitività dei sistemi SMES.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] 1. Morandi A 2015 Energy storage (SMES and flywheels) Applied Superconductivity: Handbook on Devices and Applications ed P Seidel (Weinheim: Wiley) p 660–74
- [2] L. Ren et al., “Development of a Movable HTS SMES System,” in IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 25, no. 4, pp. 1-9, Aug. 2015.
- [3] Shigeo Nagaya, Naoki Hirano, Toshio Katagiri, Tsutomu Tamada, Koji Shikimachi, Yu Iwatani, Fusao Saito, Yusuke Ishii, The state of the art of the development of SMES for bridging instantaneous voltage dips in Japan, Cryogenics, Volume 52, Issue 12, December 2012, Pages 708-712
- [4] Ottonello L et al 2006 The largest italian SMES IEEE Trans. Appl. Supercond. 16 602–7
- [5] Boenig H J and Hauer J F 1985 Commissioning tests of the Bonneville power administration 30 MJ superconducting
[6] magnetic energy storage unit IEEE Trans. Power Appar. Syst. 104 302–12
- [7] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science, Volume 19, Issue 3, 10 March 2009, Pages 291-312
- [8] Antonio Morandi, Babak Gholizad and Massimo Fabbri, Design and performance of a 1 MW-5 s high temperature superconductor magnetic energy storage system, 2015, Superconductor Science and Technology, Volume 29, Number 1
- [9] MISE progetto DRYSMES4GRID: dimostratore SMES (con cavi di MgB2) per stabilizzare la rete di distribuzione energia elettrica su territorio nazionale. Partecipanti: Columbus superconductors S.p.a., ICAS S.c.r.l., UniBo, RSE S.p.a., CNR-Spin. Stato: approvato in attesa di finanziamento
- [10] Siri A S, Vignolo M (2010) “A process for producing optionally doped elemental boron” EP Patent 2,199,258”
- [11] Bovone G, Matera D, Bernini C, Magi E and Vignolo M (2015) “Manufacturing process influence on superconducting properties of MgB2 wires prepared using laboratory made boron” Superconductor Science and Technology, 28 (6), 065006.
- [12] Vignolo, Maurizio; Romano, Gennaro; Martinelli, Alberto; Bernini, Cristina; Siri, Antonio S. A Novel Process to Produce Amorphous Nanosized Boron Useful for MgB2 Synthesis on IEEE TRANSACTIONS ON APPLIED SUPERCONDUCTIVITY 22(4)
- [13] Vignolo, Maurizio; Bovone, Gianmarco; Matera, Davide; Nardelli, Davide; Bernini, Cristina; Siri, Antonio Sergio “Nano-sized boron synthesis process towards the large scale production “ on CHEMICAL ENGINEERING JOURNAL 256 (2014)
- [14] E. Petrillo, M. Ariante, V. Cavaliere, M. Cioffi, U. Gambardella, M. Mariani, G. Masullo, A. Matrone, S. Pace, R. Quarantiello, M. Sannino, E. Sorrentino, “Conduction cooled MgB2 magnet for SMES application”, CryoPrague 2006 - 21st International Cryogenic Engineering Conference/9th Cryogenics Conference (ICEC21), Prague, Czech Republic, July 17-21, 2006.

DESCRIZIONE TECNICA

I supercondensatori (SC), spesso chiamati condensatori elettrochimici o condensatori a doppio strato, sono dispositivi in grado di accumulare energia elettrica in forma elettrostatica [1]. L'utilizzo di elettrodi composti da materiali con un'elevata superficie utile e la minima distanza tra i due elettrodi permettono di ottenere una capacità enormemente superiore rispetto ai tradizionali condensatori. La limitata distanza tra i due elettrodi comporta però una limitazione della tensione applicabile tra i due elettrodi, quindi una riduzione dell'energia immagazzinabile.

Nei supercondensatori l'accumulo di energia elettrica avviene mediante un processo fisico facilmente reversibile e molto rapido di carica e scarica del doppio strato e non si hanno processi chimici di ossidoriduzione. In tal modo durante la scarica, non realizzandosi un processo chimico lento, le cariche elettriche possono spostarsi in modo molto veloce. Per questo motivo tale tecnologia è utilizzata in applicazioni prettamente in potenza.

Non essendo gli elettrodi direttamente coinvolti in reazioni chimiche la prospettiva di vita dei componenti è molto maggiore di quella degli accumulatori elettrochimici.

Allo stato attuale sono presenti vari tipi di supercondensatori che si differenziano per i materiali utilizzati negli elettrodi ed elettrolita. I materiali di cui possono essere composti gli elettrodi sono carbonio, ossidi metallici o polimeri conduttivi, mentre l'elettrolita può essere composto da materiale organico acquoso o solido. La tecnologia con prestazioni per ora migliori è quella dei supercondensatori litio-ioni (LIC, Lithium-Ion Capacitors) che raggiungono tensioni di cella superiori e consentono quindi di avere una densità di energia maggiore.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Secondo il database del DOE [2] in Europa, ad oggi, sono presenti più di 4.65 MW installati di supercondensatori distribuiti su 4 differenti impianti ([3]-[6]). La maggior parte della potenza installata è situata in Spagna.

In tutti i casi i supercondensatori fanno parte di un sistema di accumulo ibrido più grande, costituito in parte da batterie.

Nazionale

- A livello nazionale non sono attualmente presenti sistemi di accumulo di grossa taglia che utilizzano la tecnologia dei supercondensatori ma sono presenti piccoli progetti (dell'ordine delle decine di kW) per applicazioni ferroviarie.
- Terna sta progettando un impianto pilota da 1 MW che sarà realizzato nei prossimi anni.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Il livello di TRL dei supercondensatori è tra 5 e 6. I sistemi di accumulo che utilizzano tale tecnologia sono di nuova costruzione, spesso parte di progetti pilota, e devono essere ancora valutati i vantaggi per la rete o per l'utente.

Lo sviluppo di questa tecnologia dipende fortemente dalla ricerca che si effettua sui materiali utilizzati per gli elettrodi ed elettrolita.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

I supercondensatori come tecnologia di accumulo sono potenzialmente integrabili dal punto di vista elettrico con tutte le fonti energetiche. Sono spesso integrati ad un altro sistema di accumulo per sopperire alle forti variazioni di produzione o carico elettrico (dovute all'aleatorietà) in tempi molto rapidi.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Una delle applicazioni della tecnologia è nella Power Quality in zone della rete soggette a forti variazioni di tensione (buchi di tensione o flickers). Il beneficio apportato risulta importante non solo per il distributore (soggetto a eventuali sanzioni se non rispetta certi livelli di qualità dell'energia fornita) ma anche per la qualità della vita per l'utente (miglior servizio).

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La tecnologia non è potenzialmente legata al territorio nazionale, ma può essere considerata più redditizia in aree con forti flussi energetici puntuali.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Le potenzialità di impatto ambientale della tecnologia sono essenzialmente legate alla produzione di sistemi e all'eventuale leakage di materiali pericolosi in utilizzo o dismissione.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Nell'ambito dell'integrazione dei sistemi di accumulo con le fonti energetiche rinnovabili, le emissioni di CO₂/MWh evitate con la tecnologia di supercondensatori potrebbero corrispondere alle emissioni di CO₂/MWh prodotte da altre fonti energetiche non rinnovabili che si avrebbero in alternativa.

Un altro caso è il recupero dell'energia di frenatura dei mezzi di trasporto che anziché essere dissipata può essere accumulata dai supercondensatori per poi essere riutilizzata. In questo caso le emissioni di CO₂/MWh evitate sono pari a quelle che si avrebbero acquisendo l'energia accumulata dai supercondensatori da altre fonti (come ad esempio la benzina in un veicolo a combustione interna).

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

I supercondensatori hanno un'efficienza energetica che può variare dall'85% al 98% in funzione di ogni particolare tecnologia. L'efficienza amperometrica è circa 100% perché le correnti di autoscarica possono essere trascurate nel periodo di un ciclo di carica e scarica a corrente nominale. Il numero di cicli vita attesi, considerando una variazione di tensione tra il valore massimo e la sua metà, è superiore a 500000.

La capacità faradica può arrivare a migliaia di Farad, numerosi ordini di grandezza superiore a quella dei condensatori normali. L'energia specifica è relativamente piccola (fino a qualche decina

di Wh/Kg) ma la potenza specifica è molto più elevata rispetto alle batterie (da 300 a 10000 W/Kg).

Dai dati forniti si deduce che le applicazioni per cui sono utilizzati i supercondensatori sono tipicamente in potenza.

■ PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I supercondensatori, avendo cicli di vita molto elevati, hanno un costo di Maintenance praticamente nullo. L'unico costo di Operation è dovuto all'autoscarica (che scarica completamente i supercondensatori in qualche giorno) e dipende dal costo dell'energia elettrica necessaria per ricaricarli.

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo sono:

- costo ancora elevato della tecnologia
- assenza di un quadro regolatorio che riconosca i benefici di servizi di inerzia sintetica e di Power Quality.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le applicazioni dei supercondensatori nel settore dei trasporti sono molto promettenti. Sono in corso numerosi studi per applicazioni su veicoli elettrici o a combustione interna, treni, metro ecc. Le applicazioni dei supercondensatori nel settore dei trasporti sono molto promettenti. Sono in corso numerosi studi per applicazioni su veicoli elettrici o a combustione interna, treni, metro ecc. [7].

L'obiettivo è di recuperare l'energia dissipata durante la frenata. I supercondensatori, in questo caso, sono la tecnologia più adatta grazie alla loro caratteristica di potenza specifica.

L'utilizzo dei supercondensatori potrebbe contribuire a ridurre le emissioni di CO₂ prodotte dai veicoli a combustione interna, massimizzare l'efficienza dei veicoli elettrici ed evitare sovratensioni sulle linee ferroviarie quando l'energia recuperata viene reimpressa in linea.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Attori italiani che hanno utilizzato recentemente la tecnologia in alcuni piccoli progetti sono le RFI (Rete Ferroviaria Italiana SpA) e Ferrovie Nord per il recupero di energia durante le frenate dei treni nelle sottostazioni.

Sviluppo della tecnologia

- EAS SpA è impegnata nello sviluppo di moduli LIC (capacitori litio-ioni) con prestazioni in potenza e autonomia superiore ai supercondensatori.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

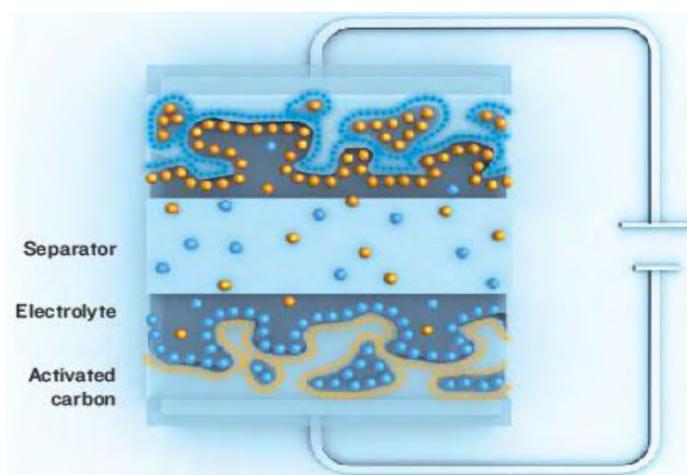
Gli enti di ricerca presenti nel territorio nazionale che si occupano di sviluppo e ottimizzazione della tecnologia sono vari:

- **RSE**: studio delle caratteristiche prestazionali, prove di vita, integrazione in sistemi di accumulo [8].
- **ENEA**: studio di sistemi avanzati per applicazioni industriali e di sistemi di accumulo misti (batterie + supercondensatori); sviluppo di nuovi materiali e componenti innovativi per mezzi di trasporto
- **CNR**: studio e ottimizzazione di materiali e sistemi

La ricerca è compiuta anche da alcuni centri Universitari tra cui si annovera l'Università di Padova e il Politecnico di Milano.

BEST PRACTICES

Endesa ha installato un sistema di supercondensatori da 4 MW per 5 secondi sull'isola La Palma (Canarie). Il sistema è integrato in un sistema di accumulo più grande composto da varie tecnologie come le batterie litio-ioni e i volani. L'obiettivo di questo progetto dimostrativo è quello di migliorare l'affidabilità del sistema elettrico e la Power Quality su una porzione di rete particolarmente critica come può essere appunto un'isola.



Struttura della cella di un supercondensatore

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] RSEview (2011). L'accumulo di energia elettrica. IL MELOGRANO
- [2] <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- [3] <http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage-plants-STORE-Project>
- [4] <http://www2.schneider-electric.com/sites/corporate/en/products-services/energy-distribution/r-d-projects/ferro-smart-grid.page>
- [5] <http://old.wininertia.es/en/ferrolinera-2/>
- [6] http://www.renewable-energy-industry.com/press-releases/press-releases_detail.php?changeLang=en_GB&newsid=4986
- [7] M. Brenna, F. Foadelli, E. Tironi, and D. Zaninelli, "Ultracapacitors application for energy saving in subway transportation systems", IEEE 2007
- [8] R. Lazzari, E. Micolano, L. Pellegrino, "Sviluppo di un sistema per la stima dello stato di carica (SOC) e dello stato di salute (SOH) di una batteria litio-ioni, procedura di gestione ottimale delle batterie litio-ioni", Rapporto RdS 15000247, RSE, 2015

DESCRIZIONE TECNICA

Gli accumulatori elettrochimici sono in grado di trasformare in modo diretto energia chimica in energia elettrica. L'elemento base di un sistema di accumulo elettrochimico è la cella elettrochimica, in grado di generare una tensione in CC (Corrente Continua) variabile e dell'ordine di pochi volt, che può essere combinata in serie e/o parallelo per ottenere un accumulatore di dimensioni maggiori, chiamato comunemente batteria. Il sistema di accumulo elettrochimico completo può comprendere, oltre alla batteria, un sistema elettronico di gestione e monitoraggio, ausiliari (pompe, sistemi di ventilazione e/o climatizzazione, ecc.) ed eventualmente un convertitore elettronico nel caso in cui il sistema di accumulo debba essere interfacciato verso la rete elettrica. Le caratteristiche peculiari dei sistemi di accumulo elettrochimico sono: la modularità (con possibilità di sistemi da pochi kW a decine di MW) e flessibilità; tempi di risposta alle variazioni di carico veloci; elevato rapporto potenza/energia e si prestano a lavorare in applicazioni "ibride" che richiedono autonomie dell'ordine dell'ora ma anche capacità di erogare picchi di potenza. Un altro vantaggio è la rapidità di installazione e, potenzialmente, la possibilità di spostare il sistema in un altro punto della rete o di riconfigurarli in caso di necessità. Gli impianti di stoccaggio di energia (e quelli elettrochimici in particolare) possono essere situati in vari punti della rete elettrica e fornire numerosi servizi al fine dell'implementazione di una Smart Grid con servizi ancillari che vanno da servizi di balancing di rete, di riserva energetica strategica e di compensazione del disaccoppiamento temporale tra picchi di produzione e picchi di consumo (Figura 1).

Le numerose tipologie di accumulatori si differenziano per la coppia di specie elettrochimiche tra cui avviene la reazione, per il tipo di elettrolita e per le caratteristiche costruttive, mentre le caratteristiche funzionali dei dispositivi per uso stazionario dipendono dalle specifiche tecniche di applicazione. Le principali tipologie di accumulatori elettrochimici sono:

- gli accumulatori con elettrolita acquoso, che comprendono l'accumulatore al piombo acido, nichel/cadmio e nichel/metal idruro
- le batterie a circolazione di elettrolita
- le batterie ad alta temperatura (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel)
- le batterie litio-ioni.

La tecnologia più promettente è quella delle batterie litio-ioni, con una vita attesa molto lunga (fino a 10000 cicli di carica/scarica a DOD 80%), rendimento energetico molto elevato (generalmente superiore al 90%), alta energia e potenza specifica.

Lavorano bene sia in potenza che in energia, adatte quindi a coprire quasi tutte le applicazioni, sia quelle tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico, e sono le più utilizzate per la trazione elettrica.

Le batterie ad alta temperatura (sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel), che lavorano ad una temperatura interna di circa 300 °C, si caratterizzano per una elevata energia specifica, elevati rendimenti energetici, buona vita attesa. Hanno tuttavia prestazioni generalmente inferiori rispetto al litio, ma con il vantaggio di essere totalmente indipendenti dalla temperatura ambiente. Questa caratteristica, unita al fatto di essere completamente riciclabili e avere una sicurezza intrinseca un po' più alta, le rende una buona alternativa per le applicazioni stazionarie. Due tecnologie molto promettenti sono le batterie a flusso di elettrolita e le batterie metallo-aria. Caratteristica principale della prima (di cui il maggior livello di maturità è stato raggiunto dalla batteria redox al vanadio, VRB) è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe. La capacità di accumulo è legata alla quantità di elettrolita totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. Nel caso della metallo-aria (la più nota a base zinco) per il suo meccanismo intrinseco, la maggior parte dell'interno della batteria può essere destinata all'alloggio dell'elettrodo negativo, facendo sì che le batterie metallo-aria abbiano grandi capacità specifiche (l'energia specifica e volumetrica possono raggiungere più di 500 Wh/Kg e 1000 Wh/L rispettivamente). È possibile descrivere le prestazioni delle possibili opzioni tecnologiche per ES (Energy Storage) su un grafico potenza-tempo di risposta (Figura 2) al fine di discriminare le tecnologie utili per l'accumulo massivo da quelle genericamente definite di "supporto alla rete" [1-2]. A differenza dai sistemi ES per applicazioni veicolari (trasporto elettrico), che devono rispettare stringenti requisiti in termini di densità volumetrica e gravimetrica di energia stoccata, quelli per applicazioni stazionarie non devono seguire questi severi limiti. Devono raggiungere un'eccellente efficienza energetica e avere una lunga vita operativa con bassi costi operativi e di

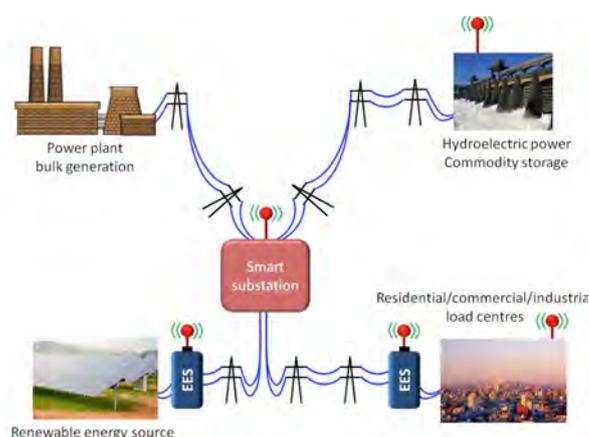


Figura 1 Possibili integrazioni dei sistemi di accumulo elettrochimico all'interno di una Smart Grid

manutenzione. Per l'implementazione di reali servizi di Smart Grid, gli ES stazionari devono essere in grado di operare con brevissimi tempi di risposta per supportare le necessità della rete nella scala di tempo dei secondi [2].

L'accumulo elettrochimico (batterie) è attualmente lo stato dell'arte per i sistemi ES di taglia medio-piccola che forniscono servizi di rete e riserve strategiche su scala locale. Quattro differenti tipologie di batterie (al piombo, al litio, al nickel e al sodio) possono fornire specifici e differenti funzioni alle Smart Grid. Inoltre almeno 2 delle 4 tecnologie (batterie al litio e al sodio) sono ancora in uno stadio molto iniziale di sviluppo specifico e quindi hanno un notevole potenziale di miglioramento nel breve-medio periodo sia in termini di prestazioni che di costi [3].

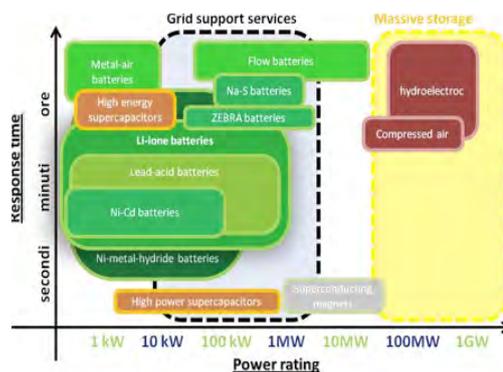


Figura 2 Tempi di risposta di stoccaggio in funzione della potenza installata

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Per quanto riguarda le applicazioni stazionarie per il sistema elettrico, secondo il database del DOE (<http://www.energystorageexchange.org/>) in Europa sono ad oggi installati circa 240 MW - 460 MWh di impianti di accumulo elettrochimico (circa 170 impianti di diversa taglia e tecnologia), per applicazioni varie quali la regolazione primaria, il time-shift, il differimento di investimenti di rete, la regolazione di tensione, e varie applicazioni in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile. Toyota e BMW hanno stretto un accordo per la progettazione e lo sviluppo di una batteria ultra-efficiente a base di Litio-Aria. La batteria Litio-Aria ha una densità massima teorica di 3450Wh/kg con costi molto elevati. Per intenderci, le attuali batterie agli ioni di litio hanno una densità di soli 200 Wh/kg. Grazie alla partnership nippto-tedesca (Toyota+BMW) i tempi sono imminenti ma i dispositivi dovrebbero essere piuttosto costosi.

La Citroen sta testando batterie Alluminio-aria, così come Phinergy, azienda israeliana, che sta lavorando con il colosso dell'alluminio Alcoa Canada.

La batteria zinco-aria ad alto potere BA-8180/U è commercializzata sin dal 2002 dalla Electric Fuel Battery Corporation di Auburn nello stato dell'Alabama, in USA.

tecnologie competitive. Sono particolarmente adatte (anche a confronto con tecnologie più mature di grande taglia quali il pompaggio) perché sono modulari e scalabili su varie taglie, da qualche kW per impianti fotovoltaici di tipo domestico a decine di MW per accoppiamento con parchi eolici, hanno un tempo di risposta molto veloce (meno di 1 s), il tempo di installazione dell'impianto è breve e possono essere installate ovunque, anche in prossimità dei generatori e/o carichi cui sono asserviti. Tutte le tecnologie possono inoltre fornire oltre al classico servizio ES anche servizi di rete utili agli operatori delle Smart Grid.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Le batterie sono utilizzate prevalentemente per applicazioni non connesse alla rete e molto diversificate (avviamento dei veicoli ICE, alimentazione di strumenti elettronici, UPS e sistemi di emergenza). Le applicazioni a supporto del sistema elettrico coprono in realtà solo una percentuale molto ridotta del totale (meno del 5% della capacità installata totale).

Nazionale

In Italia sono installati o in fase di installazione 37 impianti, per un totale di 82 MW-310 MWh. Le applicazioni riguardano il supporto di tensione, la risoluzione di congestioni di rete su linee con elevata presenza di generatori eolici, la regolazione primaria di frequenza e il time-shift.

In Italia le batterie metallo-aria, nelle dimensioni, tipologia e voltaggio (~ 12 V) necessari per l'autotrazione, vengono studiate e costruite dalla Edison di Trofarello, in provincia di Torino, mentre è di una controllata FIAMM (FZSonic) la produzione di batterie ZEBRA (a nickel cloruro).

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

I sistemi ES possono essere accoppiati con tutte le fonti rinnovabili e non rinnovabili di generazione elettrica grazie alla loro estrema flessibilità di prestazione [1]. L'esistenza di un cospicuo numero di opzioni tecnologiche consente un adattamento e una flessibilità alle specifiche applicative assolutamente ineguagliato dalle altre

Oltre a ciò, le batterie sono utilizzate per la trazione elettrica stradale, in questo momento in fase di crescita. In Europa le auto elettriche immatricolate tra il 2012 e il 2015 sono oltre 200000 (con un aumento del 78% dal 2014 al 2015), corrispondenti a 4 GWh di capacità totale (stima effettuata considerando una capacità media per auto di 20 kWh).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale delle batterie è variabile con la tecnologia. Lo smaltimento degli accumulatori elettrochimici è obbligatorio, di responsabilità del produttore (o del system integrator); il costo dello smaltimento incide sul prezzo di vendita del prodotto e cambia a seconda della tecnologia.

Le batterie al piombo hanno un costo di smaltimento molto ridotto, a fine vita devono essere conferite gratuitamente al COBAT (consorzio che gestisce il riciclo e lo smaltimento delle batterie), e vengono riciclate quasi interamente (si riesce a recuperare oltre il 90% del materiale costituente la batteria, che può essere riutilizzato per costruirne altre).

La tecnologia nichel/cadmio è quella con il peggior impatto ambientale, in quanto il cadmio è un materiale altamente inquinante, e per questo motivo è in parte stata sostituita dalle batterie nichel/metal idruri. Entrambe le tecnologie, avendo un costo molto elevato, sono destinate ad applicazioni settoriali e in ambito prevalentemente industriale/militare.

Entrambe le batterie a base sodio non hanno problemi di smaltimento in quanto sono ritirate gratuitamente dalla casa costruttrice, che provvede al riciclaggio della batteria in quanto il recupero dei materiali di cui è costituita è economicamente conveniente.

Per quanto riguarda le batterie litio-ioni, nonostante siano state sviluppate procedure di riciclaggio dei materiali strategici di cui sono costituite, come le terre rare, i metalli e lo stesso litio (ad esempio, l'azienda belga Umicore ha messo a punto un processo di recupero del litio che anziché essere riutilizzato nella fabbricazione di nuove batterie viene addizionato al cemento sotto forma di LiCO_3), non sono generalmente applicate e le batterie vengono smaltite senza essere riciclate (è comunque obbligatorio il conferimento al produttore o al COBAT per la gestione del processo). Questo perché il prezzo attuale sul mercato dei materiali non è sufficientemente elevato da rendere conveniente il riciclo, a differenza di quanto avviene per altre tecnologie. Un tema di ricerca importante potrebbe essere proprio la messa a punto di procedure di riciclaggio economicamente convenienti. Un altro aspetto da considerare, in particolare per l'uso nella mobilità elettrica, è che la vita attesa di una batteria litio-ioni veicolare è superiore a quella del veicolo (una batteria può superare i 5000 cicli mentre l'uso veicolare ne richiede al massimo 2000). Si devono sviluppare procedure per il suo riutilizzo in altre applicazioni (ossia una seconda vita), in particolare in applicazioni a supporto del sistema elettrico.

Le batterie a flusso di elettrolita al vanadio sono composte prevalentemente da materiali plastici (stack, tubature dell'impianto idraulico, serbatoi) completamente riciclabili. Lo smaltimento dell'elettrolita, che contiene una concentrazione di acido solforico leggermente inferiore rispetto all'accumulatore al piombo, deve seguire le modalità di trattamento dei rifiuti speciali. In ogni caso anche i due elettroliti possono essere riciclati e riutilizzati completamente.

Emissioni CO_2 /MWh evitate

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile per permettere una maggiore penetrazione di questi generatori e svolgere servizi ancillari che questi non sono in grado di compiere. Le emissioni di CO_2 /MWh evitate con l'uso di questi sistemi corrispondono alle emissioni prodotte da fonti energetiche non rinnovabili che si avrebbero in alternativa, al netto del rendimento energetico del sistema completo (che si può assumere mediamente pari a circa l'80% in scarica e circa il 90% in carica, comprendendo anche quello dell'inverter). Non è possibile riportare un valore univoco, dal momento che è legato all'applicazione, ma in letteratura si trovano alcuni esempi di studi di fattibilità. A titolo di esempio, in [5] è riportato il calcolo delle emissioni GHG equivalenti di un generatore fotovoltaico da 50 kW che opera con un sistema di accumulo da 400 kWh, utilizzato per accumulare l'energia prodotta nelle ore di massimo irraggiamento e riutilizzarla quando non si ha produzione. L'emissione di CO_2 per kWh prodotto

risulta pari a 152 $\text{gCO}_2\text{eq/kWhe}$ nel caso di FV con accumulo al piombo, e 138 $\text{gCO}_2\text{eq/kWhe}$ nel caso di FV con accumulo redox. A titolo di confronto, il tasso di emissione medio italiano nel 2014 legato alla produzione da fonte termoelettrica fornito da Terna è pari a 551 $\text{gCO}_2\text{eq/kWhe}$ prodotto.

L'utilizzo di batterie nel caso di mobilità elettrica potrebbe consentire una riduzione molto elevata delle emissioni di CO_2 nel settore dei trasporti (come confermato dagli studi LCA riportati in [6]).

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento energetico, per una batteria, è dato dal rapporto tra l'energia scaricata a potenza nominale, partendo da piena carica fino alla scarica completa, e l'energia fornita alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Nel caso di un sistema di accumulo completo, interfacciato in rete con un convertitore elettronico, è necessario comprendere nel calcolo il rendimento del convertitore e l'energia spesa per alimentare gli ausiliari (qualora non siano alimentati direttamente dalla batteria).

Tecnologia	Rendimento energetico [%]	Rendimento amperometrico [%]	Vita attesa (cicli) DOD 80%
Piombo	80	85	1000
Nichel/cadmio	65	75	1000
Nichel/metal idruri	65	75	1500
Sodio/cloruro di nichel	85	100	4000
Sodio/zolfo	85	100	4500
Litio-ioni	90	100	5000
Flusso di elettrolita al vanadio (VRB)	75	85	10000

Il rendimento amperometrico, o faradico, è dato dal rapporto tra la carica estratta dalla batteria partendo piena carica (Stato di Carica-SOC pari a 100%) fino a piena scarica e la carica che è necessario fornire alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Avere un rendimento amperometrico unitario semplifica la gestione della batteria perché permette di stimare in modo più semplice lo stato di carica attraverso l'integrazione della corrente. Alcune tecnologie hanno rendimenti amperometrici inferiori al 100% perché sono presenti reazioni parassite (ad esempio l'elettrolisi dell'acqua che avviene nelle batterie ad elettrolita acquoso in fase di ricarica).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il costo di O&M di un sistema di accumulo con batterie dipende dagli interventi di manutenzione ordinaria (rabbocco dell'elettrolita nelle batterie al piombo, serraggio periodico dei morsetti, costo dell'energia per l'alimentazione di sistemi di climatizzazione/ventilazione, ecc.), cui si aggiunge il costo di sostituzione della batteria se raggiunge la condizione di fine vita prima dei 20 anni di durata dell'impianto (un valore di riferimento ritenuto ragionevole). La durata di vita della batteria, diversa per ciascuna tecnologia, dipende anche dal tipo di applicazione in quanto da questa dipende il numero di cicli di lavoro completati annualmente dall'impianto.

La tabella riporta i costi di installazione (espressi in euro/kWh) di un sistema di accumulo completo per tecnologia e i costi di O&M annuali. Per il calcolo dei costi di O&M variabili si è ipotizzato che il sistema compia un ciclo di scarica/carica a DOD 80% al giorno (come può accadere in applicazioni di time-shift). Altre applicazioni possono comportare dei valori differenti, ad esempio un sistema che svolge un servizio di regolazione primaria e regolazione di tensione, a seconda di come viene dimensionato, effettua giornalmente molti più cicli ma con una DOD non superiore al 20%.

Il payback time risulta fortemente dipendente dal tipo di applicazione. Con l'attuale sistema regolatorio italiano, per quasi tutte le applicazioni a supporto del sistema elettrico considerate in vari studi economici, il payback time è stimato superiore ai 10 anni e in alcuni casi si ipotizza che non venga mai raggiunto.

Tecnologia	Costo di installazione [euro/kWh di capacità]	Costi O&M fissi [euro/kWh di capacità*anno]	Costi O&M variabili [euro/kWh scaricati* anno]
Piombo	300	15	0,087
Nichel/cadmio	800	15	0,304
Nichel/metal idruri	800	15	0,304
Sodio/cloruro di nichel	560	10	0,034
Sodio/zolfo	500	10	0,031
Litio-ioni	500	10	0,023
Flusso di elettrolita al vanadio (VRB)	800	15	0,013

Un confronto tra il costo e la vita operativa per le varie opzioni tecnologiche esistenti è mostrato nella Figura 3 [7].

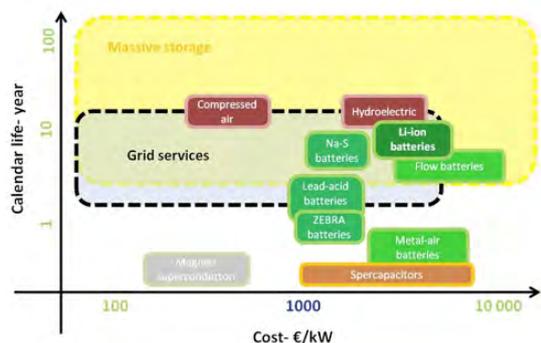


Figura 3 Anni di vita operativi di alcuni sistemi elettrochimici (calendar life) in funzione del costo specifico (espresso in euro per kilowattora)

in prospettiva è necessario sviluppare procedure per il recupero del materiale. I miglioramenti tecnologici dovranno riguardare specificamente la crescita dell'energia specifica e della durata in termini di cicli e in termini di vita operativa. La riduzione dei costi è uno dei limiti maggiori ad una pronta diffusione della tecnologia al litio negli ES stazionari. Questi aspetti possono essere affrontati e risolti mediante l'ulteriore sviluppo dello sforzo italiano di R&D, sostenuto da opportuni programmi nazionali. In questo ambito la "Ricerca di Sistema elettrico" si pone tra gli obiettivi anche quello di "armonizzare" e "coordinare" le attività svolte dai vari player dell'innovazione pubblica e privata. Infine le problematiche riguardanti la sicurezza e la compatibilità ambientale dei processi di produzione e de-commissioning sono un aspetto su cui ancora sono necessari studi e approfondimenti specifici.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le batterie sono un elemento fondamentale per la realizzazione delle auto elettriche, la cui diffusione potrebbe avere un impatto enorme nel settore dei trasporti. Le stime riportate in [6] dimostrano che con il mix energetico nazionale attuale un'auto elettrica ha meno emissioni di CO₂ rispetto a un'analoga auto a combustione interna. Per quanto riguarda il settore residenziale e terziario, l'uso di sistemi di accumulo elettrochimico, in accoppiamento ai generatori fotovoltaici, permetterebbe di aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, di ridurre la potenza installata e l'acquisto di energia da rete, riducendo anche le perdite di rete. Opportunamente gestiti, potrebbero anche svolgere contemporaneamente la funzione di UPS (in particolare nel settore terziario).

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

In Italia gli impianti più importanti sono di Terna ed Enel, nel database del DOE sono riportate le caratteristiche e funzionalità degli impianti installati. Sono inoltre citati anche gli impianti annunciati da Terna basati su nuove tecnologie quali batterie a flusso e supercondensatori.

Sviluppo della tecnologia

In Italia le principali aziende produttrici di accumulatori elettrochimici sono FZSonick, che produce batterie al piombo ed è il principale produttore mondiale di batterie sodio/cloruro di nichel, e FAAM (acquisita da FIB Srl, che è la detentrica del marchio, a sua volta integrata nel gruppo SERI SpA), che produce sia batterie al piombo che litio-ioni. Lithops Srl, che è stata recentemente acquisita da FAAM, rappresenta il primo sviluppatore e fornitore di tecnologie Li-Ione in Italia. Le sue batterie puntano sulla tecnologia ad alta potenza in quanto sono completamente ricaricate in meno di 5 minuti.

A queste si aggiungono numerosi "system integrator", che comprano celle elettrochimiche da altre aziende e realizzano sistemi di accumulo per varie applicazioni, ad esempio Loccioni Group, SAET SpA, Tecno-Lario SpA.

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Il Sistema Italiano di R&D nel campo delle tecnologie per l'accumulo elettrochimico di energia è principalmente concentrato nel settore pubblico (Università, CNR, ENEA). Molti eccellenti gruppi di ricerca e laboratori nazionali contribuiscono a questo specifico campo, ispirato soprattutto dalla pionieristica attività del Prof. Bruno Scrosati (Università di Roma La Sapienza, ora all'IIT). FZSonick produce batterie sodio/cloruro di nichel ed è impegnata nello sviluppo della tecnologia (nuove geometrie, miglioramento dei materiali, sistemi ibridi con supercondensatori), collaborando con diversi centri di ricerca nazionali quali RSE, ENEA e CNR. Gli stessi centri si occupano sia di caratterizzazione, diagnostica, integrazione in rete e ottimizzazione della gestione delle tecnologie esistenti (sviluppo di BMS innovativi), sia di ricerca di base sulle celle elettrochimiche (nuove geometrie, nuovi materiali elettrodici ed elettroliti), anche in collaborazione con gruppi di ricerca di varie università. A questi enti è affidata anche la "Ricerca di Sistema elettrico" un programma nazionale che prevede una serie di attività volte a ridurre i costi dell'elettricità per gli utenti finali, migliorare l'affidabilità del sistema e la qualità del servizio e garantire al paese le condizioni per uno sviluppo sostenibile.

■ BEST PRACTICES

Significativa è l'esperienza tedesca. Nel Maggio del 2013 la Germania ha introdotto un sistema di incentivi (25 milioni di euro) volto al supporto diretto di impianti fotovoltaici di piccola/media taglia (< 30 kW) che contenessero un sistema di ES elettrochimico [3]. In Italia l'esempio più significativo è costituito dagli impianti di Terna [8]: la società ha installato 35 MW (245 MWh) di batterie Na/S per applicazioni Energy Intensive, con lo scopo di risolvere le congestioni di rete e differire gli investimenti su linee con grande penetrazione di impianti eolici. Ulteriori 13 MW-19 MWh di impianti Power Intensive, realizzati con 5 diverse tipologie di batterie litio-ioni e due tecnologie di batterie sodio/cloruro di nichel sono stati installati in Sardegna e Sicilia, con varie funzioni tra cui la regolazione primaria. La regione Lombardia ha fornito incentivi per l'acquisto e la relativa installazione di sistemi di accumulo di energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici, sia collegati alla rete di distribuzione sia ad isola. I contributi sono stati concessi a fondo perduto fino al 50% delle spese sostenute per gli interventi, con un tetto massimo di 5.000 € per ogni intervento ammesso.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Alessandrini, F., Appetecchi, G.B., Conte, M. Report RdS/2010/233 ENEA-MSE, 2010.
- [2] Zhenguo Yang, Jianlu Zhang, Michael C. W. Kintner-Meyer, Xiaochuan Lu, Daiwon Choi, John P. Lemmon and Jun Liu. Electrochemical energy storage for green grid.. Chem. Rev. 2011, 111, 3577–3613
- [3] EUROBAT 2013 report - http://www.eurobat.org/sites/default/files/eurobat_smartgrid_publication_may_2013_0.pdf
- [4] Arunachalam, V. S. Fleischer, E. L. MRS Bull. 2008, 33, 264
- [5] ECW Report Number 223-1 (2003) "Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems"
- [6] RSEview (2014) E...muoviti! Mobilità elettrica a sistema
- [7] Report, Smart Grid System e Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2009
- [8] TERNA, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico consuntivo Dicembre 2015

DESCRIZIONE TECNICA

I sistemi avanzati di accumulo termico si distinguono in tre diverse tecnologie: sistemi a calore sensibile, sistemi a calore latente e sistemi termochimici [1][2].

I **sistemi di accumulo termico a calore sensibile** (SHTES, Sensible Heat Thermal Energy Storage) sono basati sull'assorbimento e il successivo rilascio di calore attraverso una variazione di temperatura di un mezzo di accumulo sia solido che liquido. Questa tecnologia è la più matura e commerciale delle tre e largamente utilizzata sia a bassa che alta temperatura per applicazioni civili e industriali o in impianti solari per la produzione di energia elettrica (CSP, Concentrated Solar Power).

I **sistemi di accumulo termico a calore latente** (LHTES, Latent Heat Thermal Energy Storage) sono basati sull'assorbimento e il successivo rilascio di calore durante la transizione di fase subita dal mezzo di stoccaggio. Le transizioni di fase possono essere del tipo solido/liquido o solido/solido (transizioni allotropiche) e realizzate con materiali comunemente definiti PCM, Phase Change Materials. La tecnologia è in evoluzione soprattutto per quanto riguarda l'applicazione per uso domestico e industriale, sia da un punto di vista dello sviluppo dei materiali che dei sistemi.

I **sistemi di accumulo termochimico** (Thermochemical Energy Storage) [3] si basano sull'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami chimici o fisici durante una reazione completamente reversibile. Tali sistemi sono in fase di sviluppo, particolarmente per l'accumulo termico stagionale. Esistono piccole applicazioni già commercializzate per l'ottimizzazione energetica di processi [4].



Sistema di accumulo termico da 80MWh a due serbatoi e sali fusi dell'impianto dimostrativo "Archimede" realizzato da ENEL/ENEA a Priolo Gargallo.



Serbatoio di accumulo termico per riscaldamento di distretto in Austria con capacità termica di 2 GWh



Scambiatore di calore per una unità di accumulo termico a cambio di fase, con alettature fatte con fogli di grafite, prima del caricamento del materiale a cambiamento di fase.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel campo delle basse temperature, la diffusione dei sistemi di accumulo a calore latente e termochimici è ancora limitata a pochi esempi in particolari settori di applicazione. Ad esempio, sono impiegati e commercializzati per il mantenimento di temperature controllate per il trasporto di beni deperibili (e.g. vaccini, medicine, derrate alimentari), sia di piccola taglia sia per container di grandi dimensioni. Per quanto riguarda l'accumulo in grandi impianti, sono stati realizzati sistemi alimentati da energia solare sperimentali sia per applicazioni in impianti a concentrazione CSP (capacità accumulo 200 kWh) [5] che per applicazioni domestiche (nel range della decina di kWh). Nel caso dei sistemi termochimici, sono stati realizzati impianti pilota di accumulo stagionale domestico e per District Heating. A livello commerciale è disponibile una lavastoviglie capace di sfruttare un piccolo sistema di accumulo termochimico per limitare i consumi di energia elettrica [4]. Notevole invece lo sforzo di ricerca fatto per sviluppare sia i sistemi a calore latente che quelli termochimici per le medie ed alte temperature dove sistemi di accumulo di capacità termica importante necessitano di mezzi di accumulo con densità di energia elevata.

Nazionale

La diffusione di sistemi di accumulo termico a calore latente e termochimici a livello nazionale è ancora limitata ad alcuni esempi sviluppati nell'ambito di progetti di ricerca, per applicazione nei settori del riscaldamento e raffrescamento solare domestico.

Elevato anche lo sforzo di ricerca nello studio e sviluppo di sistemi di accumulo a medio-alta temperatura in grado di avere costi contenuti e/o elevata densità di energia accumulata. Per quanto riguarda i mezzi a calore sensibile si stanno valutando soluzioni ingegneristiche innovative basate sull'uso di sali fusi o mezzi di accumulo di tipo cementizio al fine di ridurre il costo capitale del sistema. Alternativamente, si stanno sviluppando nuove soluzioni[7] per sistemi a calore latente per sfruttare l'elevata densità di energia accumulata (sistemi compatti) e incrementarne le prestazioni termiche, anche con l'aggiunta di eventuali nanoparticelle[8].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I sistemi di accumulo SHTES sono commerciali e quindi a TRL 8-9. I più innovativi si trovano ad un TRL 6-7.

A bassa temperatura la tecnologia è già commercializzata in sistemi portatili per la conservazione di alimenti, vaccini ecc. e in piccoli apparati domestici (e.g. lavastoviglie con sistema di accumulo integrato). In generale per l'accumulo termico a calore latente si considera un TRL da 5 ad 8, mentre per l'accumulo termico termochimico, TRL da 4 a 8. Sistemi di taglia domestica e industriale sono in fase di sviluppo, anche per accumulo stagionale.

Per i sistemi TES a medio-alta temperatura il TRL è 5-6 per gli LHTES e 3-4 per quelli termochimici.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Accumulo di energia termica da fonte rinnovabile solare, per applicazioni domestiche e di solar district heating
- Recupero ed accumulo di energia termica di scarto, con particolare riferimento alle applicazioni industriali.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I sistemi di accumulo termico risultano di fondamentale importanza in qualunque settore produttivo al fine di incrementarne l'efficienza energetica. Inoltre sono necessari nell'ottica di una diffusione capillare di impianti alimentati da energia termica da fonte rinnovabile.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'elevata disponibilità di fonte solare e dunque di energia termica da fonte rinnovabile sul territorio nazionale può rappresentare un importante stimolo allo sviluppo di sistemi di accumulo termico avanzati ad elevata densità di accumulo di energia. Tali sistemi risultano di primaria importanza al fine di incrementare la capacità di sfruttamento delle fonti rinnovabili la cui disponibilità risulta essere intrinsecamente variabile nel tempo. Inoltre, la spinta del governo verso un maggiore efficientamento energetico del settore civile ed industriale costituisce un ulteriore stimolo allo sviluppo.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale dei sistemi di accumulo a calore latente e termochimici è limitato. Infatti, i materiali impiegati (e.g. zeoliti, Sali, paraffine) non presentano particolari problematiche dal punto di vista del consumo di materie prime e tantomeno del rilascio di elementi inquinanti. Al contrario, tali sistemi permettono di incrementare la capacità di sfruttamento di fonti rinnovabili di energia termica, contribuendo alla riduzione di emissioni da fonti fossili tradizionali.

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ dei sistemi di accumulo termico risultano nulle.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni di CO₂ evitate dipendono dalle condizioni operative. Un esempio, nel caso della lavastoviglia commercializzata recentemente, è che, in una prospettiva di impiego di 10 anni, si potrebbero limitare le emissioni per un totale di 526500 ton di CO₂ grazie al risparmio energetico indotto dall'implementazione dell'accumulo termochimico [4].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

I sistemi di accumulo a calore latente consentono, a parità di condizioni, di incrementare la densità di accumulo dei classici sistemi a calore sensibile di quantità variabili fra il 20 e l'80%. I PCMs attualmente in commercio hanno dimostrato elevate stabilità a centinaia di migliaia di cicli.

I sistemi di accumulo termochimici possono garantire densità di accumulo fino ad un ordine di grandezza superiore ai classici sistemi sensibili. Possono essere impiegati per accumuli di tipo stagionale, non soffrendo di degradazione della capacità di accumulo nel tempo. Anche in questo caso, i materiali impiegati garantiscono cicli di carica e scarica sufficienti per l'applicazione pratica, come dimostrato dai primi sistemi in commercio.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il payback tecnologico risulta difficilmente stimabile in quanto fortemente dipendente dall'applicazione e dalla tecnologia impiegabile. Essendo necessaria ancora attività di ricerca di base, è stimabile in tempistiche superiori ai 10 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo sono:

- Necessità di ulteriore attività di ricerca al fine di ottimizzare tali tecnologie sia a livello di materiali che di sistemi
- Necessità per medi-grandi impianti di sistemi "compatti" ovvero ad elevata densità di energia accumulata
- Pay-back time attualmente non competitivo
- Assenza di divulgazione sociale; mancanza di conoscenza tecnica da parte degli impiantisti.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità di sviluppo tecnologico sono basate sulla disponibilità di fondi per l'avvio di programmi di ricerca congiunta fra settore pubblico e privato al fine di ottimizzare ulteriormente la tecnologia nell'ottica di una pre-industrializzazione che miri a ridurre il gap tecnico-economico con le tecnologie attualmente commercializzate.

Le ricadute coinvolgono sia il settore della produzione di tali tecnologie, come anche il settore di produzione, installazione e manutenzione di impiantistica domestica (per impianti a fonte solare termica) e industriale (per impianti di recupero e stoccaggio di cascami termici).

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Le potenzialità di esportazione della tecnologia sono strettamente legate alla velocità di raggiungimento di una maturità tecnologica tale da renderla commercializzabile. Ciò garantirebbe il posizionamento in un mercato con un numero di attori attualmente limitato.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

- Settore industriale: incremento dell'efficienza dei processi mediante recupero, accumulo e riutilizzo di cascami termici
- Settore residenziale e terziario: incremento della diffusione dell'impiego di fonti di energia rinnovabile termica, sia mediante sistemi di accumulo giornaliero che stagionale
- Settore produzione energia elettrica: aumentare la dispacciabilità degli impianti solari CSP per ridurre o annullare la necessità di backup a combustibile fossile

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore residenziale
- Teleriscaldamento
- Settori industriali ad elevata intensità di energia termica di scarto (e.g. alimentare, chimico, metallurgico)
- Impianti industriali che utilizzino calore a temperatura medio-alta: Solare Termodinamico e da Fonti rinnovabili, Calore per Processi Industriali, Refrigerazione/Raffreddamento edifici/distretti, Disalazione, ecc.

Sviluppo della tecnologia

- Riello
- Aziende del settore HVAC
- ENEA
- Nuova Steim (meccanica, recipienti in pressione ed alta temperatura).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

CNR: sviluppo di materiali, componenti e sistemi di accumulo termico latente e termochimico

Università di Padova: modellazione di sistemi di accumulo termico a calore sensibile con cementi (trasporto massa e calore, danneggiamento, spalling) ed a calore latente incapsulati.

Politecnico di Bari: modellazione di sistemi di accumulo termico a calore latente. Modellazione CFD con analisi dei moti convettivi in fase fluida, Modellazione semplificata per analisi di integrazione d'impianto.

Università della Calabria: studio di materiali innovativi per l'accumulo termico latente

Università di Perugia: integrazione sistemi accumulo termico latente in ambito domestico. Sintesi e caratterizzazione di nuovi mezzi di accumulo basati su PCM e nanoparticelle addizionate per medie-alte temperature

Università di Trento: sintesi di nuovi mezzi di accumulo basati sull'uso di miscele cementizie funzionanti fino a più di 500 °C.

ENEA: vanta una esperienza significativa nello sviluppo di sistemi di accumulo termico ad alta temperatura applicati principalmente a sistemi solari a concentrazione (CSP). Sono stati sviluppati sistemi di accumulo a sali fusi in grado di operare fino 550°C. Una classica applicazione a doppio serbatoio è stata realizzata in Sicilia da ENEL con il supporto di ENEA nell'impianto Archimede da 5 MWe ed è operante dal 2010. Attualmente, l'ENEA sta sviluppando sistemi innovativi di accumulo a sale fuso mono-serbatoio termoclino, in cui può anche essere presente una carica di materiale solido a basso costo (progetto europeo RESLAG), a calore sensibile in particolari cementi e a calore latente con materiali a cambiamento di fase (PCM), al quale possono essere addizionate piccole quantità di nanoparticelle (NEPCM).

Università di Cagliari: sistemi di accumulo termico latente per sistemi solari a concentrazione

■ BEST PRACTICES

- Impianto dimostrativo CSP "Archimede" di Priolo Gargallo (SR) con SHTES a sale fuso, doppio serbatoio, a 550°C e capacità di circa 30 MWh
- Impianto CSP con accumulo termico a calore latente da 200 kWh dimensionato e realizzato dal centro DLR di Stoccarda in un impianto installato a Carbonesa (Spagna) [5]
- Lavastoviglia operante con piccolo sistema di accumulo termochimico per la riduzione dei consumi energetici durante il ciclo operativo [4]
- Sistema di recupero, accumulo termochimico e trasporto di energia termica in siti industriali [6].



Sistema di accumulo termico da 1 GWh a due serbatoi e sali fusi dell'impianto solare Andasol (Spagna) da 150 MW.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lázaro, P. Dolado, B. Zalba, L. F. Cabeza, State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 – Concepts, materials and modellization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (31-35), Elsevier, 2010
- [2] I. Dincer, M. A. Rosen, *Thermal Energy Storage – Systems and Applications*, John Wiley and Sons, Eastbourne UK, 2002.
- [3] N. Yu, R.Z. Wang, L.W. Wang, Sorption thermal storage for solar energy, *Progress in Energy and Combustion Science*, Volume 39, Issue 5, October 2013, Pages 489-514.
- [4] A. Hauer, F. Fischer, Open Adsorption System for an Energy Efficient Dishwasher, *Chemie Ingenieur Technik Special Issue: Adsorption – Delving into the Molecular Scale* Volume 83, Issue 1-2, pages 61–66, January, 2011.
- [5] *Solar Thermal Energy Storage Technologies Doerte Laing*, German Aerospace Center (DLR) ENERGY FORUM, 10,000 Solar GIGAWATTS Hannover, 23. April 2008
- [6] Industrial waste heat recovery and efficient use of energy in the industry - Illustrative Examples from Germany Richard Gurtner, *Conference on Renewables in the industry*, Kolding, September 29, 2015
- [7] A. Miliozzi, M. Chieruzzi, L. Torre, J.M. Kenny, *Nanofluids with Enhanced Heat Transfer Properties for Thermal Energy Storage*, *Intelligent Nanomaterials*, 2nd Edition, Wiley, pp.295-360, ISBN: 978-1-119-24248-2, November 2016
- [8] M. Chieruzzi, G.F. Cerritelli, A. Miliozzi, J.M. Kenny, L. Torre, Heat capacity of nanofluids for solar energy storage produced by dispersing oxide nanoparticles in nitrate salt mixture directly at high temperature, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 167, August 2017, Pages 60-69

DESCRIZIONE TECNICA

Le tecnologie basate sulla radiazione solare diretta e indiretta per la produzione delle due principali forme di energia finale (combustibili ed elettricità) sono largamente consolidate a livello di mercato per la produzione elettrica (fotovoltaico, eolico, idroelettrico). La produzione di combustibili su scala industriale rimane invece allo stato embrionale nonostante la domanda di combustibili per il trasporto, il riscaldamento e i processi industriali rappresenti oltre il 70% del consumo energetico finale e quasi il 90% del consumo primario in molti paesi industrializzati, tra cui l'Italia [1].

Si producono combustibili solari convertendo CO_2 e acqua in quella che viene chiamata convenzionalmente raffineria solare (Figura 1). In essa l'energia proveniente dal sole catturata da opportuni sistemi di conversione viene utilizzata per la produzione di combustibili tramite la riduzione diretta della CO_2 oppure la sua parziale attivazione e successiva conversione catalitica (via Fischer-Tropsch, Water gas shift, ecc.) .

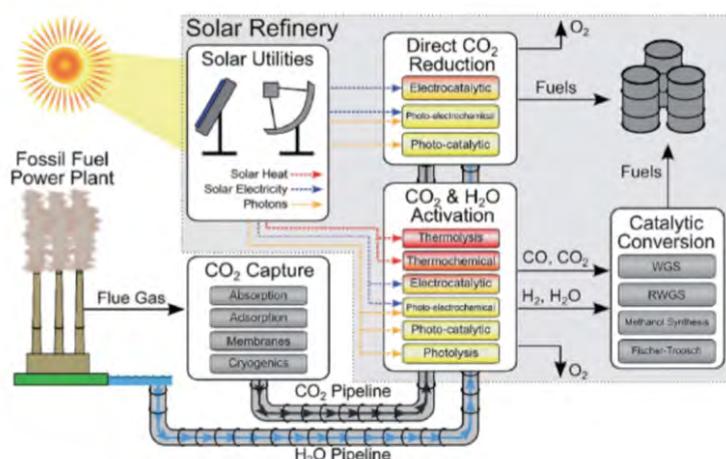


Figura 1 Schema di una raffineria solare (Fonte: Energy Environ Sci. 2015,8,126)

In questo modo non è solo possibile catturare la CO_2 , impedendone il rilascio in atmosfera, ma anche utilizzarla direttamente come materia prima. Analogamente è possibile sfruttare l'energia del sole per produrre idrogeno mediante sistemi che simulino la fotosintesi clorofilliana migliorandone la resa (in natura al 1%). Attualmente l'efficienza di conversione luce/ H_2 in sistemi fotosintetici artificiali modello è dell'ordine del 10%, con dispositivi di pochi cm^2 che hanno una durata di decine di ore. Il principio è ampiamente dimostrato, ma occorre ulteriore ricerca per entrare nella fase di produzione industriale. D'altro canto, la fotoriduzione della CO_2 è ancora più complessa da realizzare e gli studi sono in una fase meno matura. Quest'ultimo processo sarebbe un risultato ancora più importante del primo, poiché permetterebbe di trasformare la CO_2 da una minaccia per la stabilità climatica della biosfera ad una materia prima in grado di sostituire i fossili non solo come carburante ma anche come materia prima per l'industria chimica [2].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Non sono ancora disponibili impianti produttivi a livello internazionale. Tuttavia diversi sono i progetti finanziati sia da ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy) del Dipartimento Energia (DOE) degli Stati Uniti che dalla Comunità Europea per lo sviluppo della tecnologia (soprattutto per la conversione di CO_2 in combustibili e raw chemicals).

Nazionale

Non sono ancora disponibili impianti produttivi a livello nazionale tuttavia diverse sono le attività di ricerca già intraprese su questa tecnologia (sia per la produzione di H_2 solare che per l'utilizzo di CO_2).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Tecnologia validata in laboratorio: TRL 4.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Questa tecnologia utilizza esclusivamente, come fonte primaria, energia solare. L'idrogeno prodotto dalla fotosintesi artificiale può essere utilizzato come vettore energetico per la produzione di elettricità (celle a combustibile) o come reattivo in processi chimici (es. Fischer-Tropsch) per la produzione di idrocarburi sintetici, in combinazione con CO a sua volta prodotto con la fotoriduzione della CO₂.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I settori più direttamente interessati sono l'industria chimica e quella dei combustibili. La produzione di idrogeno da fonti rinnovabili è il complemento ideale per la filiera della cattura e conversione della CO₂ (CCU-Carbon Capture and Utilisation), per realizzare il mutamento di paradigma nell'industria chimica di base: dalla materie prime esauribili (combustibili fossili → economia lineare) all'utilizzo e al riciclo di prodotti di scarto o praticamente inesauribili tramite l'energia del sole (CO₂, acqua → economia circolare) (Figura 2).

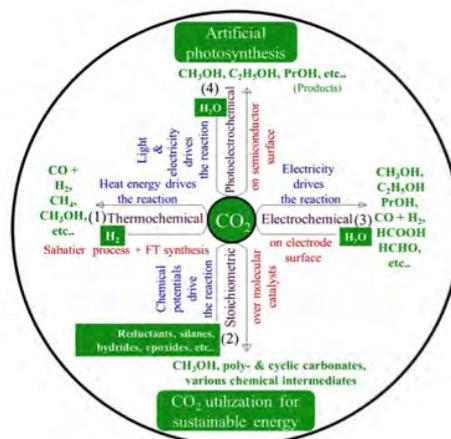


Figura 2 Principali metodi per utilizzi della CO₂ (Fonte: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.019>)

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il potenziale tecnico è enorme data la grande disponibilità di irraggiamento solare in Italia e la presenza di eccellenze industriali in tutti i settori interessati allo sviluppo e di attività industriali che emettono grandi quantità di CO₂ (termoelettrica, chimica, siderurgica, ceramica e vetro). Il territorio non presenta particolari impedimenti ma la CCU ovviamente sarebbe ottimizzata laddove i sistemi di produzione di combustibili solari fossero vicini a grandi impianti emettitori di CO₂. Naturalmente le regioni a maggiore insolazione sarebbero le candidate naturali per ospitare questo tipo di impianti.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La sostenibilità ambientale della tecnologia è ai massimi livelli: l'unico rifiuto è il dispositivo stesso a fine vita utile; consumo e non produzione di CO₂; l'acqua è una materia prima del processo stesso, ma i quantitativi necessari non costituiscono rischio competitivo concreto per gli altri impieghi essenziali (residenziale, agricoltura, industria). L'unica potenziale criticità è l'uso di materie prime rare nei catalizzatori o negli elettrodi. Questo aspetto è attualmente in fase di intenso studio.

Emissioni CO₂/MWh

In fase di funzionamento la tecnologia è completamente carbon free. La stima delle emissioni connesse alla fabbricazione dei dispositivi (approccio LCA) è in fase di definizione.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La quantità di emissioni evitate deve essere collegata alla quantità di CO₂ che può essere catturata e poi convertita in prodotti chimici e combustibili (chemicals and fuels) senza la necessità di utilizzare ulteriori fonti fossili.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

I dispositivi fotoelettrochimici più semplici hanno un'efficienza teorica massima del 30%. Facendo un parallelo con la tecnologia fotovoltaica al silicio, si può ragionevolmente stimare che un obiettivo raggiungibile nel prossimo decennio sia un'efficienza del 15%, su superfici dell'ordine dei dm². Sono previsti tempi di vita dei dispositivi dell'ordine di 5-10 anni. L'efficienza di conversione della CO₂ in prodotti utili risente ancora di limiti tecnologici e non può essere al momento stimata. Tuttavia è da valutare come l'utilizzo di tecnologie di cattura (e soprattutto di separazione) della CO₂ da impianto, impatta sull'efficienza dello stesso e di conseguenza sulle emissioni (nel caso di impianti di produzione energetica).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Non stimabile al livello attuale di sviluppo della tecnologia.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Gli attuali ostacoli sono dovuti alla necessità di studi più approfonditi e alla realizzazione di dimostratori in situazioni reali. Non solo è necessario sviluppare dispositivi sempre più efficienti per la produzione di H₂ ma anche sistemi di separazione (soprattutto ad alta T) che forniscano CO₂ con elevato grado di purezza e sistemi catalitici in grado di convertirla in modo efficiente in combustibili e composti chimici.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Non stimabile in modo preciso al livello attuale di sviluppo della tecnologia ma potenzialmente enorme.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Non stimabile in modo preciso al livello attuale di sviluppo della tecnologia ma potenzialmente enorme.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Accumulo dei picchi di produzione elettrica fotovoltaica/eolica a livello di installazioni residenziali/commerciali/ industriali sotto forma di combustibile idrogeno (energia chimica) da utilizzare per produzione elettrica in celle a combustibile e/o per i trasporti.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Attualmente la tecnologia non è ancora utilizzata.

Sviluppo della tecnologia

Attori coinvolti nello sviluppo della filiera:

- Enti di ricerca e università
- Industria chimica (sensibilizzatori, catalizzatori)
- Industria elettronica (semiconduttori, componentistica)
- Industria energetica (idrocarburi, settore elettrico)
- Industria dei gas (H₂, CO₂, CO).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Vari istituti del CNR lavorano nel campo della sintesi di sensibilizzatori e catalizzatori, nella modellizzazione delle strutture più appropriate per i vari componenti, nella caratterizzazione chimica e fotochimica dei materiali, nella messa a punto di dispositivi prototipo con i vari possibili approcci per la produzione di H₂ solare e il riutilizzo della CO₂.

Alcune università tra cui Milano, Bologna, Messina, Padova, Trieste, Torino sono attive nello studio dei solar fuels (produzione di idrogeno solare e riutilizzo CO₂).

■ BEST PRACTICES

Alcuni laboratori in università e centri di ricerca in USA, Giappone, Cina, Corea del Sud, Europa hanno realizzato prototipi avanzati. La ricerca sul water splitting è ad uno stadio più avanzato di quella sulla riduzione della CO₂.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] H.L. Tuller "Solar to Fuels Conversion Technologies" MITEI-WP-2015-03 (2015)
- [2] N. Armaroli, N.; V. Balzani, Chem.-Eur. J. 2016, 22, 32-57
- [3] L. Hammarström, Acc. Chem. Res. 2015, 48, 840-850
- [4] C. R. Cox, J. Z. Lee, D. G. Nocera, T. Buonassisi, Ten P. Natl. Acad. Sci. U. S. A. 2014, 111, 14057-14061
- [5] F. F. Abdi, L. Han, A. H. M. Smets, et al, Nat. Commun. 2013, 4, 2195
- [6] D. G. Nocera, The Artificial Leaf, Acc. Chem. Res. 2012, 45, 767
- [7] R. E. Blankenship, D. M. Tiede, et al, Science 2011, 332, 805
- [8] N. Armaroli, V. Balzani, Energy for a Sustainable World. From the Oil Age to a Sun Powered Future, Wiley VCH, Weinheim, Germany, 2011
- [9] J. Barber, Photosynthetic Energy Conversion: Natural and Artificial, Chem. Soc. Rev. 2009, 38, 185-196.
- [10] J.A. Herron, J. Kim et al, Energ. Envir. Sci, 2015, 8, 126

DESCRIZIONE TECNICA

La produzione di combustibili a basso tenore di carbonio rappresenta uno degli ambiti di ricerca maggiormente investigati per attuare una significativa de-carbonizzazione del sistema energetico, con una notevole riduzione nello sfruttamento delle risorse di tipo fossile e una conseguente diminuzione delle emissioni di CO₂.

Tra i processi tecnologici più promettenti in termini di riduzione di CO₂ si segnalano:

Produzione di idrogeno da elettrolisi e fotoelettrolisi

I sistemi di elettrolisi dell'acqua consentono di produrre idrogeno di qualità elevata (5N) compatibile con l'utilizzo in sistemi automotive a celle a combustibile di nuova generazione. Sono commercialmente disponibili quelli di tipo alcalino o PEM mentre sistemi di elettrolisi ad ossidi solidi sono in via di sviluppo. I sistemi di elettrolisi per la generazione di idrogeno sono utilizzati in processi power-to-gas per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili, per utilizzare al meglio il surplus di energia dovuto ai fenomeni di intermittenza delle fonti rinnovabili. Gli impianti installati variano da qualche centinaio di kW a più di 10 MW. L'idrogeno prodotto può essere completamente rinnovabile e le emissioni del processo complessivo per la produzione di idrogeno e il suo utilizzo nei trasporti quasi nulle. Grande importanza rivestono anche i sistemi di accumulo di idrogeno. Dei tre possibili modi di immagazzinare l'idrogeno, cioè come gas compresso, come liquido (a -20 K a pressione ambiente) o in forma di idruri nei solidi, questo ultimo appare come il più promettente a causa della rilevante capacità di accumulo e per il fattore sicurezza, anche se a livello automotive, l'interesse principale è per bombole a 700 bar.

Conversione elettrochimica della CO₂

I sistemi di conversione elettrochimica della CO₂ sono di diversa natura e includono sistemi a bassa ed alta temperatura. I sistemi di co-elettrolisi ad alta temperatura hanno già raggiunto lo stadio di applicazione industriale. Il processo richiede due differenti stadi di reazione: uno stadio ad alta temperatura che riguarda la co-elettrolisi di CO₂ e acqua in un sistema ad ossido solido con la produzione di syngas e un processo catalitico a temperatura intermedia 300 °C di conversione del syngas in metanolo. Come per l'elettrolisi classica, i sistemi di co-elettrolisi per la generazione di feed-stock chemicals possono essere impiegati per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica e per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili in combustibili liquidi.

Produzione di biocombustibili e gas di sintesi

Gas di sintesi da biogas. Il biogas è tra i più diffusi combustibili rinnovabili, prodotto da biomasse di diversa provenienza settoriale (zootecnico, agro-industriale, rifiuti organici) [5-6]. Viene usato in motori a combustione interna a bassa efficienza (18-25%) con elevate emissioni inquinanti (VOCs, NO_x, CO, SO₂) per la produzione di calore e/o energia elettrica [7] oppure per la produzione di syngas (H₂-CO), attraverso processi di reforming, utilizzato poi come combustibile in impianti di generazione elettrica oppure come materia prima per la produzione di combustibili sintetici a basso impatto ambientale (come idrogeno, metanolo, dimetiletere e benzine sintetiche) o altri chemicals [8]. Il livello di maturità delle tecnologie di reforming per la generazione di idrogeno/syngas è elevato per la produzione centralizzata industriale (450 - 18,000 kg/h H₂) da combustibile fossile ma si può considerare buono anche per la produzione distribuita su piccola scala (50-500 kg/giorno H₂) utilizzando il biogas e in generale i biocombustibili (bio-etanolo, bio-metanolo) [9]. Tuttavia è necessaria un'attività di ricerca e sviluppo per rendere i sistemi più compatti e affidabili.

Biocombustibili. I biocombustibili, in quanto fonti di energia rinnovabile, forniscono un contributo positivo al bilancio della CO₂ nell'atmosfera: la maggior parte della CO₂ prodotta durante la combustione dei biofuels viene utilizzata per la crescita delle biomasse da cui sono originati, secondo il ben noto ciclo Well-To-Wheel. La biomassa può essere convertita in carrier energetici (combustibili liquidi e gassosi, vapore ed elettricità) impiegati a loro volta per la produzione di energia, elettricità e/o per il trasporto.

La ricerca ad oggi è indirizzata verso lo sviluppo e/o l'ottimizzazione dei seguenti processi:

- produzione di combustibili liquidi, quali metanolo e/o dimetiletere, mediante idrogenazione della CO₂
- produzione di biodiesel mediante alcolisi catalitica di oli di scarto o grassi animali
- produzione di bio-metano mediante gassificazione di reflui agro-industriali in condizioni supercritiche.

I biocombustibili ottenuti da processi di trasformazione delle biomasse sono considerati come combustibili alternativi per motori a combustione interna. La ricerca è finalizzata verso lo sviluppo di nuovi processi catalitici eterogenei per la produzione di biodiesel mediante alcolisi di oli vegetali non "agganciati" alle tradizionali filiere alimentari. Il trattamento di reflui acquosi in fase supercritica o surriscaldata consente di poter processare matrici molto umide evitando di doverle preventivamente essiccare; il processo produce gas di sintesi ad elevate pressioni, consentendo operazioni di recupero energetico per espansione e di ottenere sostituti del gas naturale con pressioni idonee all'immissione in rete nazionale di distribuzione. Le materie prime consentono di ottenere differenti bio-prodotti come il metano, l'idrogeno, bio-crude oil, biodiesel e biogas, tutti utilizzabili su scala commerciale con le infrastrutture esistenti.

Internazionale

Gli impianti europei a biogas hanno prodotto nel 2014 circa 30 TWh di elettricità. Più della metà della produzione deriva da impianti alimentati con materie prime di origine agricola, zootecnica e/o agroindustriale.

Il numero di impianti basati sulla tecnologia di produzione di syngas/idrogeno da biocombustibili (biogas, bio-etanolo, bio-metanolo) su piccola scala è principalmente legato a sistemi realizzati nell'ambito di progetti europei (BIO-HYDROGEN, BIOGAS2PEM-FC, EUWAK, BIOROBUR) per cui la loro produzione non supera 100kg/giorno.

Il mercato per i sistemi di elettrolisi riguarda potenze installate che variano da qualche centinaio di kW a più di 10 MW, per applicazioni di grid-balancing e per l'accumulo di energia da rinnovabili. Il mercato si sta sviluppando principalmente in Europa e negli Stati Uniti, in Asia con diverse migliaia di unità installate.

Il mercato per i sistemi di co-elettrolisi riguarda potenze installate inferiori al MW. L'azienda leader in questo campo è la Topsoe (Danimarca).

La tecnologia dell'immagazzinamento a stato solido di idrogeno ampiamente studiata in Europa e nel resto del mondo non ha ancora raggiunto uno stadio avanzato per una larga produzione industriale, soprattutto per applicazioni non stazionarie, come il settore automotive, per il quale i requisiti per i materiali assorbitori sono più stringenti. Nonostante ciò, nel campo stazionario si possono annoverare alcune eccellenze europee, come la ditta francese McPhy, che commercializza grandi serbatoi a base di MgH_2 , che possono contenere fino a 100 Kg di idrogeno (3.3 MWh) lavorando in modo non adiabatico, oppure fino a 24 kg di idrogeno (830 kWh) con esercizio in modo adiabatico [4]. La ditta bulgara Labtech commercializza serbatoi a base di leghe derivate dal $LaNi_5$ che assorbono e desorbono 1.4 wt% di idrogeno a pressioni contenute (<10 bar) in un intervallo di temperature compreso tra 0 e 200 °C. La ditta è in grado di fornire serbatoi contenenti da 5 a 10000 N litri di idrogeno[5].

Nazionale

Il nostro Paese si avvale di una pluralità di materie prime e della disponibilità di tecnologie mature e affidabili per la produzione di combustibili a basso tenore di carbonio.

In Italia sono operanti oltre 2000 impianti in grado di convertire biomasse di diversa natura in biocombustibili, con una potenza installata superiore a 4000 MWe [Fonte: GSE, 2015]. Circa la metà sono impianti di produzione di biogas nel settore agro-zootecnico, con una potenza elettrica installata di circa 700 MWh.

Il numero di impianti basati sulla tecnologia di produzione di syngas/idrogeno da biocombustibili (biogas, bio-etanolo, bio-metanolo) su piccola scala è principalmente legato a sistemi realizzati nell'ambito di progetti europei e nazionali (SOFCON, BIOROBUR, PON-SEB), le taglie non superano 100kg/giorno.

Il Piano di Azione Nazionale sulle rinnovabili (PAN) affida un ruolo fondamentale alle biomasse: queste andranno a coprire, rispetto al totale delle FER, il 19% del totale di consumi di elettricità (18.780 GWh), il 54% delle richieste di energia per calore e raffrescamento (5.670 ktep) e l'87% per il settore dei trasporti (2.530 ktep).

Nell'ambito dei processi elettrolitici, le installazioni in Italia sono state effettuate nell'ambito di progetti Europei e raggiungono i 2 MW installati per impianto e prevalentemente orientate all'attività di ricerca finanziata nell'ambito di progetti Europei e progetti PON.

Nel campo dell'immagazzinamento di idrogeno, la concreta persecuzione degli obiettivi del Progetto Industria 2015 "HYDROSTORE"[6,] hanno permesso di realizzare alcuni prototipi di serbatoi su scala pilota e preindustriale, sia di serbatoi operanti a temperatura ambiente, sia di serbatoi operanti tra i 250 e i 300 °C.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La produzione distribuita di syngas/idrogeno attraverso processi di reforming da biocombustibili su piccola scala si può considerare commerciale con un TRL pari a 9 (ci sono aziende italiane e europee che commercializzano sistemi per la produzione di syngas e/o idrogeno da biogas e bioetanolo). Per gli aspetti legati alla ricerca e sviluppo di sistemi più compatti e efficienti il TRL è compreso tra 5 e 6.

Per rappresentare il livello di maturità tecnologica derivante dai processi di produzione di combustibili liquidi alternativi è necessario distinguere tra biocombustibili derivati da colture su terreni agricoli (prima generazione), biocombustibili derivati da residui legnosi e lignocellulosici, rifiuti vari, oli di scarto e nuove fonti come le alghe (seconda generazione), biocombustibili da microalghe ad alto tenore lipidico e zuccherino (terza generazione).

- **Biocombustibili di prima generazione** (TRL 7-8): impianti dimostrativi e di grande taglia, soprattutto riferiti alla produzione di biometano

- **Biocombustibili di seconda generazione** (TRL 4-5): tecnologia già validata in laboratorio, ma ancora in fase pre-industriale, con impianti di piccola taglia in fase di sperimentazione
- **Biocombustibili di terza generazione** (TRL 2-4): tecnologia dimostrata, ma solo a livello di laboratorio.

Per i processi elettrolitici: TRL da 6 a 9 (varia con la configurazione).

I sistemi di co-elettrolisi hanno raggiunto TRL 8 e potrebbero raggiungere a breve l'applicazione su larga scala.

Le tecnologie di immagazzinamento di idrogeno tradizionali (gas compresso-liquido) sono perlopiù in fase commerciale mentre l'utilizzo di materiali di accumulo solidi è a livello di dimostrazione in ambiente operativo (TRL 7).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Lo sviluppo della tecnologia di produzione di combustibili a basso tenore di carbonio porta con sé la possibilità di integrare tra loro diverse risorse energetiche, quali: sole, vento (produzione di energia elettrica utilizzabile, ad esempio, nell'elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno, a sua volta utilizzabile in altri processi di trasformazione delle biomasse); fonti fossili (nella misura in cui si vuole riutilizzare la CO₂ emessa nei processi di trasformazione dei combustibili fossili).

Il biogas si può considerare in Europa come la principale risorsa rinnovabile da utilizzare in sistemi di reforming per la produzione di syngas/idrogeno. I sistemi di elettrolisi dell'acqua consentono di produrre idrogeno di qualità elevata (5N) e compatibile con l'utilizzo in sistemi automotive a celle a combustibile di nuova generazione.

L'idrogeno prodotto da questi sistemi può essere completamente rinnovabile e le emissioni del processo produzione di idrogeno e uso nei trasporti quasi nullo. Il consumo di energia è di circa 60 kWh/kg H₂, e la capacità produttiva per impianto maggiore di 100 kg H₂/day. Le efficienze migliori raggiungono il 70%. I costi sono attualmente di circa 3,7 M€/t/d) e le emissioni praticamente nulle. Per la durata si ha una media di 20 anni con una sostituzione di stack durante il periodo completo di funzionamento del sistema. Possono trovare applicazione in processi power-to-gas per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili sotto forma di feedstock chemicals ecc.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

L'utilizzo efficiente di biocombustibili come il biogas può promuovere l'imprenditorialità innovativa nel settore delle energie rinnovabili e in quello delle nuove tecnologie a basso impatto ambientale, allo stesso tempo contribuisce alla crescita e al rafforzamento di quelle aziende che già operano in questo settore. Lo sviluppo di queste tecnologie porta a seguito un nutrito indotto manifatturiero (componentistica, sensoristica, lavorazione di acciai, sviluppo di material, sistemi di controllo ecc.).

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La produzione di syngas/idrogeno da biogas potrebbe essere significativa considerando i numerosi impianti di digestione anaerobica (1491) presenti sul territorio italiano [10]. La taglia di questi impianti è tale da fornire biogas per la produzione distribuita di idrogeno o syngas. Per quanto riguarda la produzione elettrolitica di idrogeno, non vi sono ostacoli per la diffusione della tecnologia. I costi si stanno riducendo notevolmente con l'aumentare del fattore di scala. Benché il territorio nazionale non ponga fondamentale alcun vincolo allo sviluppo della tecnologia, sia per la produzione di H₂ che per la co-elettrolisi di CO₂, è indispensabile la presenza di fonti rinnovabili che forniscano energia a basso costo. Lo sviluppo delle due tecnologie è quindi strettamente legato alla presenza principalmente di impianti eolici e fotovoltaici.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'utilizzo della tecnologia di reforming per la produzione di idrogeno e syngas da impiegare in celle a combustibile ad alta efficienza per applicazioni stazionarie o mobili così come la produzione elettrolitica o fotoelettrolitica di idrogeno non produce emissioni inquinanti. Poiché la produzione di biocombustibili di prima generazione ha sollevato perplessità sullo sfruttamento a fini energetici di terreni agricoli tradizionalmente utilizzati per colture destinate al consumo umano, recentemente l'Unione europea ha definito i criteri per evitare la coltivazione di materie prime, destinate alla realizzazione di biocombustibili, nei terreni erbosi ad alta biodiversità.

L'uso dei biocombustibili consente una riduzione significativa di emissioni inquinanti rispetto ai combustibili di origine fossile. A titolo di esempio, alcune stime riportano che nel ciclo di vita di 1 ton di biocombustibile si producano 0,9 ton di CO₂ contro le 3 ton prodotte da benzina e diesel. Fermo restando che il corretto calcolo dei benefici ambientali, in

termini di riduzione delle emissioni inquinanti, è complesso e dipende da diversi fattori (tipologia di motori, condizioni di utilizzo, composizione qualitativa dei carburanti, ecc.), ci sono molti vantaggi rispetto ai combustibili di natura fossile, tra cui: annullamento delle emissioni di SO_x ; diminuzione dell'emissioni di monossido di carbonio (CO) e ossidi di azoto (NO_x) e diminuzione delle polveri sottili e del particolato incombusto; assenza di benzene o altri componenti cancerogeni, quali idrocarburi policiclici aromatici (PAH); elevata biodegradabilità; assenza di metalli pesanti nocivi.

Da non sottovalutare la necessità di reperire ampie aree coltivabili interamente destinate alla produzione di biocombustibili.

Emissioni CO_2 /MWh

- Idrogeno prodotto da biogas = 5.59 kg CO_2 -eq/kg H_2
- Idrogeno prodotto da gas naturale = 13,7 kg CO_2 -eq/kg H_2
- Produzione elettrolitica di H_2 : emissioni nulle.

Per quanto attiene le biomasse il loro trasporto per lo sfruttamento in luogo diverso da quello di produzione va a peggiorare nettamente la sostenibilità ambientale a causa del pesantissimo tributo che il trasporto (spesso e volentieri su gomma) impone al bilancio della CO_2 emessa dall'intero processo.

Emissioni CO_2 /MWh evitate

Emissioni di CO_2 evitate mediante reforming di biogas = 8.11 kg CO_2 -eq/kg H_2

Utilizzando la combustione di idrogeno in veicoli a fuel cells si può ridurre fino al 100% il livello di emissioni inquinanti rispetto agli altri veicoli a combustione interna. La combustione elettrochimica di idrogeno produce unicamente acqua come prodotto di reazione. Il processo avviene a 60-80 °C.

Con la co-elettrolisi si possono ridurre fino al 60% le emissioni di CO_2 di un comune processo di combustione.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Le efficienze fornite dai costruttori di reformer per la produzione di idrogeno e syngas sono del 70% calcolate sul LHV del combustibile. L'idrogeno prodotto dai sistemi elettrochimici può essere completamente rinnovabile e le emissioni del processo complessivo per produzione di idrogeno e il relativo uso nei trasporti quasi nullo.

Il consumo di energia è di circa 60 kWh/kg H_2 , e la capacità produttiva per impianto anche maggiore di 100 kg/day. Le efficienze migliori raggiungono il 70%. I costi sono attualmente di circa 3,7 M€/t/d) e le emissioni praticamente nulle. Per la durata si ha una media di 20 anni con una sostituzione di stack durante il periodo completo di funzionamento del sistema.

I combustibili e i prodotti organici ottenuti da co-elettrolisi possono essere considerati completamente rinnovabili e il processo contribuisce alla riduzione delle emissioni. Il consumo di energia è attualmente superiore a 100 kWh/kg CH_3OH , e la potenza installata può raggiungere il MW. Le efficienze migliori raggiungono il 60%. I costi sono attualmente maggiori di 5 M€/t/d). Per una durata media di 10 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Per la produzione elettrolitica di idrogeno, il payback tecnologico è compreso tra 2 e 5 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I costi legati ai processi elettrolitici di produzioni di H_2 risultano più alti rispetto alle tecnologie competitive di *steam reforming* del metano, ma la purezza è significativamente maggiore (5N) e l'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili è una tecnologia completamente sostenibile. Per le tecnologie di co-elettrolisi di CO_2 , i costi sono legati alle tecnologie di produzione degli elettrolizzatori e non risultano al momento competitivi con le altre tecnologie.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Una misura dell'influenza di queste tecnologie sul PIL potrebbe essere data dal rapporto tra emissioni (calcolate sulla base della potenza installata) e totale dell'energia consumata (una misura del PIL). A parità di energia consumata, il rapporto si riduce se aumenta la quota delle fonti rinnovabili sul totale dell'energia oppure se si modifica la composizione delle fonti fossili, in modo tale da tener conto del contenuto di carbonio per fonte. Considerata la possibilità di riconversione degli attuali impianti di produzione di combustibili in bioraffinerie, l'effetto netto sul PIL (determinato dall'emissioni di CO_2 evitate) potrebbe essere nei prossimi cinque anni superiore al 2%. Per i processi elettrolitici, le potenzialità di impatto sul PIL possono essere notevoli una volta raggiunta la diffusione su larga scala. Attualmente il dato non è quantificabile.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

In considerazione dell'attuale interesse mondiale legato a fattori geopolitici, socio-economici e ambientali, queste tecnologie rappresentano una opportunità per realizzare filiere energetiche virtuose, in grado di influenzare positivamente anche il PIL. Le tecnologie di sviluppo nazionale, possono essere esportate anche in paesi terzi contribuendo al PIL nazionale. Esempio in tal senso è rappresentato dalla Solid Power, azienda italiana di sviluppo elettrolizzatori allo stato solido che già presenta sistemi demo distribuiti fuori dal territorio nazionale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La produzione di combustibili a basso tenore di carbonio può avere un impatto determinante nel sistema industriale e dei trasporti. Nel settore industriale esiste la possibilità di sequestrare la CO₂ prodotta dagli impianti di potenza di grossa taglia, utilizzandola come un reagente per la produzione di combustibili puliti alternativi.

Altro impatto significativo è atteso nel settore dei trasporti, viste le caratteristiche chimico-fisiche presentate dai biocarburanti che ne consentono un utilizzo nei motori con un minore impatto ambientale rispetto ai combustibili tradizionali e soprattutto nell'utilizzo di idrogeno come combustibile per autotrazione.

L'applicazione riguarda processi *power-to-gas* per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili, per utilizzare al meglio il surplus di energia dovuto all'intermittenza che caratterizza il funzionamento delle fonti rinnovabili.

I sistemi di co-elettrolisi di CO₂ e acqua trovano applicazione in processi *power-to-fuel* o *power to chemicals*, in cui, oltre a sequestro di CO₂ è possibile la produzione di prodotti chimici ad alto valore aggiunto.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Oltre a riscuotere l'interesse industriale di grandi imprese (compagnie petrolifere, in primis), lo sviluppo della tecnologia risulta di notevole risonanza anche per le PMI. Si possono creare zone autosufficienti energeticamente, che sfruttano le risorse rinnovabili del territorio locale, creando piccoli impianti decentralizzati di produzione di energia in grado di limitare gli oneri economici di un utilizzo delle biomasse su larga scala (trasporto e stoccaggio).

Non ci sono attori italiani che utilizzano la tecnologia di reforming di biocombustibili su scala commerciale.

Le principali aziende che invece usano la tecnologia del reforming di gas naturale sono:

- Air liquid (Milano)
- SAPIO (Monza)

Nel settore dell'elettrolisi, sono coinvolte le industrie chimiche e i gestori di rete anche su scala locale.

La fornitura di H₂ riguarda applicazioni industriali (silicio, ammoniaca, processi chimici ecc.) e le fuel cell.

Sviluppo della tecnologia

Le aziende maggiormente interessate allo sviluppo della tecnologia sono:

- Air liquid (milano)
- SAPIO (Monza)
- SOL (Monza)
- Meridionale impianti (Catania)
- PMI interessate allo sviluppo della tecnologia a livello locale, con costruzione di impianti locali di piccola taglia.

In Italia operano alcuni tra i più importanti produttori mondiali di sistemi elettrolisi PEM (De Nora, Sol ecc.) e una tra le aziende più importanti per la produzione di sistemi elettrolitici SOEC (Solid Power, Trento). L'interesse per l'idrogeno è in genere collegato ai sistemi a celle a combustibile.

Tra gli end user che hanno dedicato risorse significative al processo si cita Italcementi.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

A livello industriale, ENI SpA rappresenta un riferimento nazionale di rilievo. Esistono, tuttavia, numerose aziende operanti nel settore della produzione di biocombustibili che puntano ad uno sviluppo della tecnologia per una completa riconversione del settore energetico. Accanto a queste realtà industriali, vi sono gli enti di ricerca, tra cui il CNR e l'ENEA, assieme alle università che sono impegnati nelle attività e in programmi di ricerca riguardanti lo sviluppo di nuove tecnologie (elettrolizzatori e sistemi catalitici) per la produzione di combustibili a basso tenore di carbonio.

Nel settore idrogeno sono presenti diversi poli attivi nel settore, tra cui “Hydrogen Park”, un Consorzio per l’Idrogeno di Venezia che nasce a Porto Marghera su iniziativa dell’Unione Industriali veneti. e il Parco Tecnologico della Regione Piemonte, l’“Environment Park”, che include le attività sull’idrogeno e ha istituito lo HySyLab (Hydrogen System Laboratory), centro per le tecnologie ad idrogeno, cofinanziato dall’EU, e avviato con il Gruppo Sapio, la Provincia di Torino, il Politecnico di Torino, con il supporto della Regione Piemonte e della Città di Torino. La Regione Lazio infine ha finanziato la realizzazione del “PoloIdrogeno” di Civitavecchia che, con il coordinamento tecnico-scientifico del CIRPS, avrà come attività principali la ricerca, il trasferimento tecnologico e la formazione nei settori della utilizzazione e della produzione dell’idrogeno da fonti rinnovabili. In tema di stoccaggio, diverse sono le attività compiute dal CNR in tema di stoccaggio solido di idrogeno.

BEST PRACTICES

Lo sviluppo della tecnologia ha portato negli ultimi anni ad una progressiva riconversione dei siti industriali meno recenti in vere e proprie bioraffinerie.

A Porto Marghera la società ENI S.p.A. sta realizzando un importante progetto denominato Green Refinery che prevede la conversione della storica Raffineria di Venezia nata nel 1926 in “bio-raffineria” per la produzione di bio-carburanti innovativi, di elevata qualità e a impatto ambientale più basso. Il progetto costituisce il primo caso europeo di riconversione di una raffineria convenzionale in bio-raffineria. Nel 2014 è iniziata la produzione del biocarburante ricavato dall’olio di palma.

Recentemente, a Crescentino (VC) è stato inaugurato il primo impianto al mondo per la produzione di biocarburanti di II generazione (etanolo da residui legnosi e lignocellulosici), di proprietà di Beta Renewables, joint venture tra Biochemtex, società di ingegneria del gruppo Mossi Ghisolfi, il fondo americano TPG (Texas Pacific Group) e il leader mondiale della bio-innovazione, la danese Novozymes.

Per l’utilizzo di biogas per la produzione di idrogeno/syngas, si segnalano seguenti progetti europei:

- Progetto SOFCOM, sviluppo di un reformer da biogas proveniente da un impianto di waste water treatment (Torino) da circa 2 Nm³/h
- Progetto BIOROBUR, sviluppo di un reformer da biogas da circa 46 Nm³/h
- BIO-HYDROGEN, sviluppo di un reformer da biogas da circa 4.3 kg/giorno.

I progetti più significativi nel settore dell’elettrolisi e dei sistemi di co-elettrolisi, finanziati dall’UE riguardano un numero limitato di installazioni.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] European Commission Communication (2010) “EUROPE 2020 A strategy for smart, sustainable and inclusive growth”.
- [2]k. Mollersten, J. Yan, J. R. Moreira, , Biomass Bioenergy, 2005;25:273-2
- [3]Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council 23 April 2009. Official Journal of the European Union, 5/6/2009;L 140/16: 1-47
- [4]Commission Regulation (EC) No 185/2007 of 20 February 2007. Official Journal of the European Union 01/03/2007;L63:4-5
- [5] B. Kretschmer, S. Bennett, Analysing Bioenergy Implementation in EU Member States: Results from the Biomass Futures, IEEP report 2011
- [6]W. Edelmann, Biogas production and usage, in: M. Kaltschmitt, H. Hartmann (Eds.), Energy from biomass: basic principles, technologies and processes, Springer, Leipzig, Germany, 2001
- [7]Van Herle, Y. Membrez, O. Bucheli, , Journal of Power Sources 127 (2004) 300-312
- [8]C.S. Lau, A. Tsolakis, M.L. Wyszynski, Biogas upgrade to syn-gas (H₂-CO) via dry and oxidative reforming int. j. hydrogen energy 36 (2011) 397- 404
- [9] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) and HincioS.A., Study on hydrogen from renewable resources in the EU, Final Report, July 2015
- [10] Biomethane & Biogas Report, European Biogas Association, 2015
- [11] A.S. Aricò, V. Baglio, N. Briguglio, G. Maggio and S. Siracusano Proton Exchange Membrane Water Electrolysis in Fuel Cells: Data, Facts and Figures, Detlef Stolten, Dr. Remzi C. Samsun and Nancy Garland Editors, Wiley, 2016
- [12] A. S. Aricò, S. Siracusano, N. Briguglio, V. Baglio, A. Di Blasi, V. Antonucci, Journal of Applied Electrochemistry, 2013, 43, 2, 107-118.

TECNOLOGIE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

DESCRIZIONE TECNICA

Un sistema di illuminazione è composto principalmente da una sorgente luminosa, un apparecchio di illuminazione, componenti elettronici o di supporto, circuiti ausiliari unitamente ai dispositivi per la loro connessione al circuito di alimentazione e da eventuali dispositivi di controllo. Una sorgente di luce è in grado di emettere energia nello spettro del visibile 380-750nm. I parametri che caratterizzano le sorgenti sono: il flusso luminoso (Lumen -lm) che esprime la quantità di luce erogata per unità di tempo; l'efficienza luminosa (lm/W) che esprime il flusso per unità di potenza fornita; dimensione e forma; tempo di accensione e riaccensione; temperatura di colore e resa cromatica, durata (valutata su lotti omogenei di sorgenti). La sorgente è ospitata in un apparecchio di illuminazione (detto anche armatura) che ha la funzione di indirizzare con modalità definite il flusso luminoso. Gli apparecchi sono distinti in: apparecchi diffusori (per es. schermature traslucide), apparecchi rifrattori (per es. pannelli rifrattori a prismi conici) e apparecchi riflettori (per es. involucri riflettori che dirigono il flusso luminoso in un determinato angolo solido). Le tecnologie delle sorgenti di illuminazione possono riguardare sia ambienti interni che esterni. Di seguito sono descritte le sorgenti di illuminazione maggiormente diffuse sul mercato.

Illuminazione ambienti interni

Alogene

Le lampade alogene sono disponibili in una notevole varietà di forme e di potenze. Il funzionamento avviene tramite il passaggio di una corrente che attraversa un filamento, riscaldandolo. Le normative europee hanno messo al bando diverse lampade di questa tipologia: oggi è consentito solo l'utilizzo delle più efficienti in termini energetici.

Le lampade alogene si suddividono in due grandi famiglie:

- **lampade a bassissima tensione** (i faretti) da 6-12-24V, richiedono un trasformatore per il collegamento alla rete di 230V. Ne esistono di due tipi, le capsule senza riflettore e le lampade con riflettore. Queste ultime sono disponibili anche nella versione IRC (Indice Resa Cromatica) a risparmio di energia con un riflettore che riporta parte del calore sul bulbo stesso, riducendo l'energia per avere il bulbo alla temperatura ideale di funzionamento. Rispetto alle alogene tradizionali consumano meno energia, disperdono meno calore, durano di più, hanno un flusso luminoso maggiore e costante nel tempo. Utilizzo: luce localizzata, riaccensioni frequenti, utilizzo discontinuo, immediata disponibilità di luce.
- **lampade a tensione di rete** possono essere installate senza l'impiego di trasformatori. Sono disponibili in varie potenze nei modelli con attacco a vite tipo Edison, che possono essere usate in sostituzione delle tradizionali lampade ad incandescenza; lineari con doppio attacco, che devono essere usate in apparecchi di illuminazione dotati di vetro frontale; e con riflettore.

Queste lampade hanno una vita di circa 2000 ore.

Fluorescenti

Sono le lampade, lineari o circolari, più diffuse in Europa. Presentano un tubo con la sezione con diametro di 26 mm T8. Hanno sostituito completamente quelle con tubo di sezione con diametro 38 mm (T12) vecchio tipo. T8 sono le fonti di luce fluorescente più efficienti delle T12. Il funzionamento è basato su un passaggio di corrente che sollecita i gas ad emettere radiazioni nell'ultravioletto. Il materiale fluorescente emette a sua volta una radiazione visibile. Queste sorgenti utilizzano principalmente tre tecnologie di rivestimento:

- rivestite con monofosfati: gli alofosfati, usati per vari anni ma attualmente fuori mercato, presentano lo svantaggio che la buona resa cromatica va a scapito dell'efficienza. L'Indice di Resa Cromatica varia tra 50 e 75. Sono soggette ad invecchiamento che ne riduce l'efficienza nel tempo.
- rivestite con trifosforo: con questo tipo di fosfati, si ha una buona resa cromatica, legata ad un'alta efficienza; tuttavia, sono più costose di quelle ad alofosfati. L'Indice di Resa Cromatica varia tra 80 e 85.
- rivestite di fosforo polivalenti: hanno un'ottima resa cromatica, ma a scapito di una diminuzione dell'efficienza, rispetto alle lampade a trifosforo. L'Indice di Resa Cromatica è maggiore a 90.

Le lampade a trifosforo T8 sono adatte in zone dove è richiesta una buona resa cromatica (per esempio uffici). Le lampade a polifosfati, ad alto indice di resa cromatica, sono adatte per gallerie d'arte, musei, negozi, ecc. e in tutte le applicazioni dove è richiesta un'alta resa cromatica ma vanno utilizzate per lunghe accensioni e non con accensioni e spegnimenti frequenti. Devono essere smaltite in impianti di raccolta differenziata autorizzati in quanto contengono piccole quantità di mercurio. Hanno una durata di circa 18000 ore.

Compatte

Conosciute come "lampade a risparmio di energia" hanno dimensioni e tonalità di luce simili a quelle delle lampade ad incandescenza, ma un'efficienza luminosa e una durata di vita notevolmente superiori. Esistono nella versione con reattore integrato e non integrato all'interno della lampada. Il reattore può essere del tipo convenzionale o elettronico che è più efficiente. Le lampade fluorescenti compatte con reattore integrato possono sostituire direttamente le lampade ad incandescenza in quanto sono fornite di attacco a vite tipo Edison E27 o attacco Mignon E14. Il flusso luminoso è regolabile

solo per alcuni modelli specifici e con regolatori specifici.

Vanno smaltite in impianti di raccolta differenziata autorizzati, in quanto contengono piccole quantità di mercurio. Hanno una durata di 10000 ore.

Compatte integrate CFL

Sono lampade fluorescenti con il reattore incorporato, l'attacco di queste lampade può essere a baionetta o a vite, come le normali lampade ad incandescenza.

Paragonando questo tipo di lampade alle normali lampade al tungsteno, si può produrre la stessa intensità luminosa con una potenza di alimentazione di circa il 20-30%; inoltre queste lampade hanno una durata in vita di 8 volte maggiore. I costi di manutenzione sono quindi ridotti anche se presentano un costo iniziale più alto.

La resa cromatica di queste nuove lampade fluorescenti compatte integrate è migliorata notevolmente rispetto alle tecnologie precedenti e ormai non vengono più considerate lampade per un'illuminazione grezza. La loro temperatura di colore va da 2700 K (simile al bianco caldo dell'illuminazione ad incandescenza) a 4000 K (luce bianca neutra).

FLED (Diodi luminosi)

I LED, Light Emitting Diodes, ovvero "diodi che emettono luce". I diodi sono sofisticati elementi semiconduttori le cui caratteristiche variano a seconda dei materiali che li compongono e del tipo di costruzione. Lo strato semiconduttore attivo, cioè quello che emette una radiazione, si trova in mezzo ad altri due strati con carica rispettivamente positiva e negativa. La luce che fuoriesce è sempre colorata e varia in funzione del materiale. Oggi è possibile ottenere emissione di luce bianca con opportune tecnologie di rivestimento dei LED. I LED sono utilizzati per l'illuminazione di ambienti sia interni sia esterni. Trovano applicazione anche per le luci semaforiche, in quelle di posizione e stop delle automobili, nei display di informazione e nell'illuminazione decorativa di piazze, palazzi e monumenti. Consentono di risparmiare, a parità di luce emessa, fino all'80% di energia elettrica rispetto a una normale lampada a incandescenza e hanno un tempo di vita che può arrivare fino a 100.000 ore, contro le 10.000 di una lampada a fluorescenza, se non soggetti a surriscaldamento. Le lampade con circuito integrato sono state progettate per essere montate sui portalampade usati per le normali lampade ad incandescenza di uso comune. Il loro prezzo è calato notevolmente negli ultimi anni, rendendo queste lampade ancora più vantaggiose.

Illuminazione ambienti esterni

Gli apparecchi di illuminazione per esterni devono rispondere alle applicazioni per cui sono progettati, in particolare:

- Illuminazione stradale
- Illuminazione arredo urbano
- Illuminazione di impianti sportivi
- Illuminazione di gallerie e sottopassaggi

Non si farà riferimento a sorgenti dichiarati fuori mercato per es. quelle a vapori di mercurio.

Lampade a ioduri metallici

Contengono un bruciatore in cui si forma un arco di luce ultracompatto. Dalla composizione dei gas dipende la qualità di luce. Per l'accensione serve un dispositivo di innesco (starter) e la corrente deve essere limitata da un reattore. Per le lampade di potenze contenute sono disponibili vantaggiosi reattori elettronici (EVG).

In termini di qualità della luce, di efficienza e durata le lampade migliori sono quelle con bruciatore ceramico.

Lampade a vapori di sodio ad alta pressione

La scarica avviene in un bruciatore ceramico di forma allungata contenente vapori di sodio. Ne risulta una luce di colore giallastro, indicata solo per poche applicazioni. La versione di colore migliorato (SDW di Philips) genera invece una luce bianca di ottima qualità, tanto da essere usata spesso nell'illuminazione dei negozi.

L'accensione delle lampade richiede quasi sempre un dispositivo d'innesco (starter) e la corrente deve essere limitata da un reattore.

Lampade a vapori di sodio a bassa pressione

Sono costituite da un tubo di scarica a forma di U contenente sodio liquido in forma di goccioline in un'atmosfera di neon (gas di innesco). La scarica avviene inizialmente attraverso il neon e, dopo un tempo di circa 12 minuti, esclusivamente attraverso i vapori di sodio. Queste lampade emettono un colore di tonalità giallo-arancio. Vengono utilizzate nell'illuminazione di svincoli stradali, gallerie, impianti sportivi e illuminazione urbana.

NOTA: dal 2012 sono uscite dal mercato: le lampade al sodio ad alta pressione e le lampade ad alogenuri metallici meno performanti (E27, E40, e PGZ12).

Dal 2015 sono uscite le lampade al mercurio ad alta pressione (E27, E40 e PGZ12) e le lampade al sodio ad alta pressione per sostituzione diretta di lampade al mercurio ad alta pressione (E27, E40 e PGZ12) progettate per funzionare con alimentatori per HPM (mercurio ad alta pressione).

Nell'aprile 2017 usciranno le lampade ad alogenuri metallici che non soddisfano i requisiti minimi $\leq 405W$ (E27, E40 e PGZ12).

Lampade ad induzione

Sono sorgenti a forma di bulbo molto affidabili. Il funzionamento si basa sulla generazione di campi elettromagnetici alternati da parte di un' antenna al centro del bulbo (avvolgimento) alimentato da un generatore elettronico ad alta frequenza. L'innesco di accensione è dato dalla bobina che genera un campo magnetico all'interno del bulbo. L'assenza di componenti sollecitati dal transito della corrente elettrica assicura una durata molto lunga (circa 60.000 ore). Attualmente poco utilizzate, potrebbero, in considerazione dell'efficienza e dei minori costi di gestione, avere possibilità di sviluppo soprattutto per la sostituzione di quelle a vapori di mercurio in dismissione. Questa tecnologia è "concorrente" a quella dei LED per potenze di circa 80W- 150 W, per potenze superiori queste lampade risultano molto convenienti. Vengono utilizzate per l'illuminazione di stazioni, aeroporti, impianti sportivi, officine e capannoni industriali.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Il consumo mondiale per l'illuminazione vale circa il 19% della produzione di energia elettrica. L'utilizzo di sorgenti ad alta efficienza si stima possa comportare una diminuzione dei consumi molto significativa al 2020. Nel 2005, i consumi globali per l'illuminazione ammontavano a circa 2.650 TWh [2]. Nel settore residenziale sono ancora in uso sorgenti ad incandescenza con filamento al tungsteno (GLS) e quelle alogene che rappresentano (dati 2010) circa l'84% del mercato degli Stati Uniti e circa il 72% di quello europeo dell'installato. Molti Paesi (per es. Australia, UE, Repubblica di Corea) hanno emanato leggi che hanno messo fuori commercio le sorgenti GLS e, la UE, quelle alogene poco efficienti. La chiave per accelerare il processo di sostituzione e uso di sorgenti efficienti è l'utilizzo di quelle ad alta efficienza offerte dal mercato con una vasta gamma di scelta. Tra queste, quelle delle sorgenti a LED rappresentano la tecnologia più importante per i settori residenziale, non residenziale, industria e infrastrutture, settori che registrano, secondo dati ENEA-CRESME, livelli di diffusione di circa il 46 %.

Nazionale

In Italia si registrano [1], per i singoli settori, i seguenti consumi di energia elettrica e per illuminazione:

Settori	Consumi elettrici (TWh)	Consumi, illuminazione (TWh)
Agricoltura	5,6	0,5
Industria	122,4	13,4
Residenziale	64,2	9,4
Terziario	98,9	27,5
illuminazione Pubblica		6,2

Si stima che con interventi di efficienza energetica, nella PA, nell'industria e nel civile, e con l'utilizzo di tecnologie di illuminazione efficienti si potrebbero raggiungere riduzioni di consumo di circa il 30-40% rispetto ai consumi attuali.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Il settore sta sviluppando ricerche per migliorare l'efficienza della tecnologia. Tali attività investono lo studio di nuove soluzioni mirate all'apparecchio nel suo insieme: corpo sorgente, componenti e corpo apparecchio.

In particolare, nel settore illuminazione ambienti interni, si sta sviluppando la tecnologia OLED (Organic LED), che presenta margini di sviluppo ancora più elevati rispetto ai LED e maggiore flessibilità di utilizzo. Le esperienze di laboratorio hanno permesso di ottenere performance energetiche sino a quasi 200 lumen/W rispetto ai circa 100 lumen/W di quelle a basso consumo.

L'innovazione riguarda anche sistemi ICT integrati di controllo e utilizzo dell'illuminazione. Uno degli ultimi esempi è il dual-inside che tramite smartphone permette il collegamento diretto con l'apparecchio luminoso.

Per il settore dell'illuminazione da esterno si prevede lo sviluppo di apparecchi che indirizzano meglio il flusso luminoso e i sistemi di controllo e gestione intelligenti.

Da tener presente che l'innovazione comporta anche un cambiamento nei comportamenti e nella conoscenza dei nuovi prodotti in sintesi: illuminiamo meglio e consumiamo meno.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia utilizza esclusivamente energia elettrica da rete. Negli ultimi anni si stanno realizzando apparecchi con integrazione da fonte rinnovabile (PV) e, in tal senso, si stanno sviluppando nuove soluzioni che prevedono delle tecnologie per l'accumulo.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia impatta sempre più con i sistemi ICT e con quelli dei produttori dei componenti dei corpi illuminanti. In particolare, i sistemi ICT trovano soluzioni di integrazione nella gestione e controllo con ricadute significative anche nei costi per la manutenzione, dovute a prodotti con sempre maggiore qualità ed efficienza.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il settore dell'illuminazione artificiale ha un forte potenziale di applicazione e diffusione in tutti i settori (civile, industria, trasporti, agricoltura), nelle infrastrutture (gallerie, strade, piazze, ferrovie, aeroporti ecc.) e nel settore beni culturali. Ambiti che hanno una necessità comune, quella di illuminare, ma differenti esigenze e specificità che influenzano l'offerta di tecnologie sempre più "dedicate" alla domanda. A titolo indicativo facciamo tre esempi: per l'illuminazione stradale una tecnologia moderna di riflettori ad alta definizione oltre che illuminare in modo efficiente, aumentando la sicurezza della strada, dispone di soluzioni che frazionano la luce evitando il fenomeno dell'abbagliamento, può anche ospitare una sensoristica in grado di svolgere più funzioni tra cui il controllo del traffico, la sorveglianza, il risparmio energetico, il monitoraggio della qualità dell'aria; per i centri storici, molto presenti nel nostro territorio, nuove tecnologie offrono la possibilità di illuminare con diverse tonalità il contesto oltre che facilitare l'orientamento urbano e applicare soluzioni di design armonizzando gli apparecchi con le emergenze culturali presenti; per l'agricoltura in serra l'utilizzo delle sorgenti a LED possono favorire la crescita di prodotti ortofrutticoli, oltre i vantaggi derivanti dal risparmio energetico e quello di poter selezionare lunghezze d'onda in relazione al target della pianta. Da tener presente che la tecnologia è uno dei fattori che accompagnano il processo della Smart City.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Dal punto di vista ambientale ci sono da considerare diversi aspetti. Le riduzioni dei consumi energetici possono variare in un range tra il 30% e oltre il 60% e le emissioni CO₂ possono raggiungere, per l'illuminazione stradale, riduzioni fino all'80% rispetto ad una illuminazione tradizionale.

Per gli impatti ambientali dovuti alle materie prime utilizzate e alla fase di dismissione, si evidenzia che per i LED gli impatti sono trascurabili in quanto queste sorgenti non contengono sostanze dannose e sono prive di filamenti. Per le sorgenti compatte vi sono criticità in quanto contengono piccole quantità di mercurio, sostanza inquinante ad alta pericolosità per l'uomo e l'ambiente, e devono essere smaltite in raccolte separate o nei centri autorizzati.

La tecnologia a LED, secondo recenti studi ancora in fase di approfondimenti, potrebbero avere impatti negativi per la retina, in caso di lunghe esposizioni a causa dell'emissione, relativamente elevata, nella banda del blu.

Da tener presente che anche l'illuminazione deve rispettare quanto prescritto nella legge sui Criteri Minimi Ambientali in vigore dal 17 febbraio 2017.

Emissioni CO₂/MWh

Un dato di riferimento sulle emissioni specifiche evitate è quello del parco termoelettrico nazionale di produzione di energia elettrica pari a 513gCO₂/kWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La tecnologia concorre indirettamente alla riduzione della CO₂ tramite la riduzione dei consumi che ottiene per mezzo della riduzione dei consumi elettrici.

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Nella tabella sono indicati i valori medi tipici delle diverse sorgenti.

Tipo sorgente	Efficienza LUMEN/Watt	Tempo di vita ore
Alogene	10-22	2000-4000
Fluorescenti	55-120	<u>10.000-24.000</u>
Fluorescenti compatte	70-90	<u>6.000-15.000</u>
Ioduri metallici	40-100	<u>6.000-20.000</u>
Vapori di Sodio AP	75-100	<u>12.000-20.000</u>
Vapori di sodio BP	125-200	<u>10.000-12.000</u>
Induzione Magnetica	80	60.000
LED	40-150	<u>12.000-50.000</u>

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il pay-back di investimento, vista la diminuzione dei prezzi dovuta alla sempre più grande diffusione di apparecchi ad alta efficienza, è nell'ordine dei 2-4 anni, in relazione alle tipologie di intervento e alle opere da realizzare.

Per quanto riguarda i costi di O&M, si possono ottenere significativi risparmi specialmente per quei sistemi integrati, come Smart Building. Ciò è dovuto alla maggiore efficienza e durata delle sorgenti, ad operazioni di sostituzione e/o manutenzione ottimizzate e ad efficienti modalità di gestione.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli che incontra la tecnologia riguardano:

- carenza di informazioni e dei potenziali benefici per l'utente finale
- diffidenza dell'utente nel decidere sul cambiamento di tecnologia, dovuto ai costi non solo delle sorgenti ma spesso di nuovi apparecchi e accessori
- necessità di investimenti per migliorare processi e innovazione prodotti
- formazione e competenze personale specializzato

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Il recente Regolamento 2015/1428/UE del febbraio 2016 sta accelerando la trasformazione del mercato degli apparecchi di illuminazione verso la tecnologia a LED. In questo panorama la capacità di innovazione e di fornire al mercato prodotti di qualità, a basso consumo e a basso impatto ambientale e integrabili con sistemi di ICT. Questi rappresentano i fattori su cui indirizzare lo sviluppo e integrare la tecnologia. Le nostre aziende sono, da questo punto di vista, un'eccellenza, ma dovranno essere in grado di investire risorse non solo in ricerca per le sorgenti luminose, vedi lo sviluppo LED OLED, ma soprattutto negli apparecchi con l'utilizzo di nuovi materiali e dispositivi, vedi per l'illuminazione pubblica i "pali intelligenti" per l'illuminazione esterna o gli apparecchi per l'illuminazione di beni culturali, illuminazione di gallerie ecc.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Il mercato, a livello internazionale, sta registrando una crescita delle vendite e installazioni di apparecchi ad alta efficienza molto interessante. Si stima, rispetto ai valori del 2010, un incremento superiore al 50% al 2020. Il trend tiene conto del fatto che ci sono ancora mercati in cui sono presenti sorgenti a bassa efficienza, circa il 72% dell'installato in Europa e 84% negli Stati Uniti (dato 2009), e che le sostituzioni di queste sorgenti dovranno avvenire per l'entrata in vigore di nuove leggi e per gli impegni di COP 21.

L'Italia è il sesto produttore mondiale e il quinto Paese esportatore ed è il principale esportatore europeo di apparecchi di illuminazione (44% esportazione oltre i confini europei nel 2015)[3].

Questa situazione porta a valutare, data la qualità tecnica e di design degli apparecchi prodotti in Italia, che ci sia un forte potenziale per esportare sui mercati internazionali i nostri prodotti.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le applicazioni della tecnologia impattano positivamente nei settori:

- civile (residenziale e non residenziale), con il miglioramento dell'efficienza energetica dei sistemi di illuminazione degli edifici e illuminazione pubblica e relativi consumi energetici ed emissioni di CO₂
- industriale, con incremento dell'efficienza e utilizzo ad integrazione con fonti rinnovabili
- trasporti con applicazioni nei veicoli (auto, bus, truck ecc.) di lampade a LED
- infrastrutture (gallerie, aeroporti, ferrovie ecc).

Gli interventi di efficienza energetica per l'illuminazione hanno impatti sulle emissioni in quanto riducono i consumi elettrici per la maggior efficienza della sorgente e dell'apparecchio. Gli impatti si riducono ulteriormente se il sistema di illuminazione è del tipo Smart ed è dimmerabile.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nella filiera sono:

- Pubblica Amministrazione
- Settore terziario (Centri commerciali, alberghi, uffici, scuole, impianti sportivi ecc.)
- ESCO
- Settore residenziale
- Aziende produttrici di settore
- Architetti e progettisti
- Energy manager.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: ricerca e sviluppo di sorgenti LED OLED. Efficienza illuminazione pubblica e negli edifici. Sostenibilità

Università (Bocconi, POLIMI, POLITO, Univ. Padova, La Sapienza Roma ecc.): sorgenti luminose – apparecchi illuminanti-
impatto ambientale

RSE: efficienza energetica illuminazione pubblica

CNR: dispositivi e sistemi di illuminazione

Parco Scientifico e Tecnologico GALILEO: ricerca e sperimentazione di prodotti e tecnologie innovative

Consorzio Luce in Veneto Scarl, raggruppa 46 aziende del settore illuminotecnica presenti nelle province di Treviso, Padova e Venezia: opera in tutta la filiera assemblaggio delle materie prime (vetro, minuterie metalliche, legno e ceramica), sviluppo nuove soluzioni tecnologiche e commercializzazione

iGuzzini illuminazione S.p.A.: efficienza corpi illuminazione

FDV GROUP S.p.A.: sistemi di controllo e gestione illuminazione.

BEST PRACTICES

- **Comune di Ravenna:** sostituzione con tecnologia LED dei 37.000 corpi luminosi di illuminazione esterna. Riduzione consumi del 50%
- **Comune di Pastena:** sostituzione con tecnologia LED della illuminazione pubblica e sistema Smart di controllo. Riduzione di 175tonn di CO₂
- **Comune di Torrcra (SA):** sostituzione con tecnologia LED di 700 corpi luminosi di illuminazione esterna. Riduzione consumi del 65%
- **Comune di Trebesing:** in Carinzia (Austria), impianto illuminazione locale con lampade ad energia solare (PV)
- **Palazzo del ghiaccio ad Althofen:** in Carinzia, sostituzione del vecchio impianto di illuminazione con nuovo impianto a LED. Riduzione consumi 53% .

Sviluppo della tecnologia

Molti sono gli attori della filiera che comprendono i produttori di sorgenti, di apparecchi e di sistemi di gestione e controllo intelligenti. Di seguito se ne fornisce un elenco non esaustivo:

- ABB
- ACEA
- ARTEMIDE
- ENEL
- ENGY
- FDV GROUP
- HONEYWELL
- I- Guzzini illuminazione
- OSRAM
- PHILIPS
- SCHNEIDER
- SIEMENS.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] TERNA –Consumi elettrici (2015)
- [2] ETSAB Energy technology Systems 2012
- [3] ASSIL Il mercato mondiale degli apparecchi per illuminazione: il posizionamento competitivo della industria italiana” a cura di CSIL - 2016
- [4] ENEA –pubblicazioni su efficienza energetica – illuminazione
- [5] ENEA LUMIERE L’efficienza Energetica al servizio dell’Illuminazione Pubblica -2015
- [6] ISPRA Illuminazione a LED e sostenibilità Ambientale -2014
- [7] IEA, 2015. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report.

L. Molinaroli, M. Motta, T. Toppi
Dipartimento di Energia Politecnico di Milano
S. Freni - CNR
M. Borgarello, L. Croci - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

La pompa di calore è una macchina comunemente usata per la climatizzazione degli ambienti (e/o la produzione di acqua calda sanitaria) in grado di trasferire calore da una sorgente termica a bassa temperatura ad un pozzo termico a temperatura maggiore. Questo processo, non essendo spontaneo in natura, richiede un certo apporto energetico comunemente rappresentato da energia elettrica, da energia meccanica, da combustibile o da altra fonte di calore ad alta temperatura.

In modalità riscaldamento una pompa di calore preleva calore dall'ambiente esterno a temperatura minore (dall'aria, dalle acque superficiali o di falda o dal terreno) e lo scarica all'interno dell'edificio, a temperatura maggiore. Le macchine reversibili, grazie alla possibilità di inversione del ciclo, possono funzionare anche in raffrescamento e in questo caso il calore viene prelevato dall'interno dell'edificio e trasferito all'aria esterna, all'acqua o al terreno.

In riferimento alla tipologia di sorgente termica utilizzata, le pompe di calore vengono classificate come aerotermiche, geotermiche o idrotermiche se sfruttano, rispettivamente l'aria, il terreno o l'acqua di superficie.

Grazie al loro principio di funzionamento, tali macchine vengono considerate fondamentali al fine di incrementare l'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

In generale, si distinguono due principali tecnologie di pompe di calore: le macchine alimentate da energia elettrica, le quali attualmente dominano il mercato e le macchine alimentate da energia termica (ad abs/adsorbimento), le quali stanno progressivamente conquistando porzioni di mercato interessanti, nell'ottica di una diversificazione dell'impiego delle fonti energetiche, potendo sia essere alimentate da fonti fossili (e.g. gas naturale) che da fonti rinnovabili (e.g. solare termico)[1].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, la tecnologia delle pompe di calore ha visto una crescita consistente sia in termini di unità installate, sia in termini di vendite annuali. Recenti studi di mercato indicano che nel corso del 2015 sono state installate circa 890 000 pompe di calore, che hanno portato il totale installato a circa otto milioni.

Del venduto, la parte più consistente (circa 450 000) è costituita da pompe di calore aria-aria, usate sia per il condizionamento estivo sia per la climatizzazione invernale. Il venduto relativo a pompe di calore aria-acqua, che alimentano un impianto di riscaldamento a pavimento radiante, fan coil o caloriferi, ammonta a circa 300 000 unità, mentre le rimanenti sono macchine per la produzione di acqua calda sanitaria [2].

Le pompe di calore alimentate da energia elettrica risultano, allo stato attuale, una tecnologia affidabile e molto diffusa sul mercato.



Nazionale

Il territorio italiano ha caratteristiche favorevoli alla diffusione della tecnologia della pompa di calore. Tale tecnologia ha la possibilità di fornire sia il servizio di riscaldamento invernale, sia la climatizzazione estiva, coprendo, con un'unica macchina entrambe le funzioni.

In funzionamento invernale, le pompe di calore aerotermiche, le cui prestazioni sono fortemente influenzate dalla temperatura dell'aria esterna, traggono beneficio da condizioni climatiche (temperatura dell'aria) più favorevoli rispetto a quelle della maggior parte degli altri Stati Europei.

Uno dei freni all'acquisto di una pompa di calore elettrico, ovvero l'alto costo dell'energia elettrica, potrebbe essere superato con il nuovo regime tariffario in vigore dal 2018. Da superare anche le difficoltà a servire gli edifici esistenti ove sono presenti sistemi di emissione basati su radiatori, che richiedono temperature di alimentazione elevate (maggiori di 60 °C), difficilmente raggiunte da pompe di calore standard.

Nel 2015 in Italia sono state vendute circa 23 000 pompe di calore aria-acqua per il riscaldamento e circa 80 000 unità aria-aria [2][3].

Le pompe di calore a gas riescono più facilmente ad operare a temperature più elevate e sono più facilmente integrabili per il retrofit di edifici esistenti. L'opportunità di introdurre una quota di energia rinnovabile non è specifica delle PdC a gas, anzi la quota di FER elettriche è di gran lunga più rilevante di quella delle FER termiche. Inoltre la rete elettrica è sicuramente più diffusa di quella a gas. La diffusione di questa tecnologia è al momento limitata, in quanto solo recentemente ha trovato il supporto della grande industria e l'interessamento dei gestori della rete gas nazionale.

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia delle pompe di calore a compressione di vapore è matura, applicata diffusamente da anni e in continua evoluzione. (TRL9).

La tecnologia delle pompe di calore a gas è stata introdotta recentemente sul mercato e sta vedendo una forte crescita di investimenti nello sviluppo da parte di molti produttori. (TRL8-9).

La tecnologia sul mercato da qualche decina di anni (ad assorbimento), o da pochi anni (ad adsorbimento), è caratterizzata da buone performance ma è oggetto di attività di ricerca e sviluppo ancora in essere al fine di incrementarne la competitività.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Elettricità
- Gas (GPL, biogas e accumulo di energia rinnovabile tramite la tecnologia power-to-gas)
- Energia rinnovabile dall'ambiente
- Possibilità di recupero di energia di scarto

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

- riduzione consumi e costi per la produzione di potenza termica e frigorifera di processo in molti settori industriali (es. agro-alimentare, condizionamento di centri elaborazione dati, industria chimica di processo, industrie di verniciatura)
- automotive (riscaldamento e condizionamento di veicoli elettrici con pompe di calore reversibili in sostituzione delle resistenze elettriche attualmente in uso; condizionamento dell'aria tramite utilizzo del calore di recupero dai gas di scarico sia su veicoli commerciali che autobus)
- ottimizzazione delle reti di distribuzione del gas (preriscaldamento del gas nelle sottostazioni di decompressione)
- produzione di ghiaccio a bordo dei pescherecci (tramite calore di recupero dei gas di scarico del motore di propulsore).

Lo sviluppo della tecnologia rappresenta una opportunità rilevante per il raggiungimento di elevati livelli di comfort e benessere mediante sfruttamento di fonti rinnovabili.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

In Italia ci sono circa 24 milioni di abitazioni. Il potenziale teorico di applicazione delle pompe di calore può arrivare a circa 10 milioni di applicazioni al 2050, a patto che la totalità degli edifici di nuova costruzione venga equipaggiata con una pompa di calore elettrica o a gas e che una parte degli edifici esistenti, con sistema di emissione a radiatori, venga riscaldata con una pompa di calore a gas.

L'Italia presenta condizioni favorevoli per un'ampia diffusione delle pompe di calore, già a partire dal breve termine, grazie a:

- un clima favorevole, che consente di ottenere buoni valori di efficienza anche dalle macchine aeroterme (le più economiche), senza la necessità, presente in climi più freddi, di ricorrere a sorgenti geotermiche, molto più costose, o idrotermiche, soggette a vincoli di disponibilità e a limitazioni di prelievo di acqua
- necessità, soprattutto al sud, di garantire il doppio servizio riscaldamento/raffrescamento. Con una pompa di calore reversibile, entrambi i servizi sono fruibili da un'unica macchina, con un costo di investimento inferiore
- una rete gas diffusa molto capillarmente, che garantisce un vantaggio economico, e non solo energetico, che favorirà un'ampia diffusione delle pompe di calore a gas.

La possibilità di sfruttare il suolo come fonte a bassa temperatura può ulteriormente stimolare l'applicazione in zone con minore disponibilità di fonte solare durante l'anno.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da un'analisi del ciclo di vita di una pompa di calore, condotto durante il progetto di ricerca Heat4U, è emerso che la quasi totalità dell'impatto ambientale di una pompa di calore è nel consumo di energia, mentre i costi ambientali, legati alla produzione e smaltimento, rappresentano una quota molto piccola.

Il discorso può essere esteso facilmente anche alle altre tecnologie di produzione, per cui il primo indicatore di sostenibilità ambientale sono le emissioni di CO₂. In quest'ottica, le pompe di calore, tendono ad avere un fabbisogno di energia primaria inferiore alle possibili alternative.

Inoltre, anche le emissioni di inquinanti (ossidi di zolfo, azoto e CO) sono inferiori alle tecnologie tradizionali (caldaie).

Dal punto di vista dell'impatto ambientale dei refrigeranti, le pompe di calore a gas usano acqua e ammoniaca, fluidi naturali senza potenziale di riscaldamento globale né di danneggiamento dell'ozono (sono pertanto esentate dalle restrizioni in essere sui refrigeranti fluorinati). Alcuni modelli, tuttavia, impiegano fluidi di lavoro (frigorigeni) dannosi per lo strato d'ozono, i quali possono essere rilasciati in ambiente a seguito di rottura dei circuiti o di leggera perdita.

Le pompe di calore elettriche spesso usano refrigeranti sintetici, che sono andati via via modificandosi per adattarsi alle norme ambientali progressivamente più stringenti, mirate a ridurre l'impatto sul clima e sullo strato d'ozono. In base ai recenti regolamenti europei, tutti i fluidi refrigeranti dannosi per l'ambiente sono in fase di dismissione e sono/saranno sostituiti con fluidi ad impatto ambientale bassissimo o nullo, siano essi fluidi di sintesi o fluidi naturali.

Emissioni CO₂/MWh

Le pompe di calore che utilizzano energia elettrica hanno emissioni di anidride carbonica per MWh di energia termica prodotta comprese nell'intervallo 60 - 120 kgCO₂/MWh in funzione della sorgente (aerotermica, geotermica o idrotermica) utilizzata.

Per le pompe di calore a gas l'intervallo è compreso tra 120 e 145 kgCO₂/MWh.

Per il calcolo sono stati usati i seguenti dati:

- 352.4 kgCO₂ per MWh elettrico prodotto in centrale (Terna 2010)
- 200 kgCO₂ per MWh termico dalla combustione del gas.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate di CO₂ per MWh di energia termica prodotta sono stimabili in 120 - 170 kgCO₂/MWh con pompe di calore elettriche e in 80 - 100 kgCO₂/MWh con pompe di calore a gas.

Il riferimento usato per il calcolo dei risparmi è una caldaia a metano con:

- Rendimento 0.9
- Totale 222 kgCO₂/MWh termico prodotto.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Efficienza: le pompe di calore elettriche hanno SCOP (Seasonal Coefficient Of Performance) compresi tra 3÷6 in funzione della località, della sorgente di calore utilizzata (aria, acqua, suolo) e della temperatura del fluido vettore.

Per le pompe di calore a gas il GUE (Gas Utilization Efficiency) è pari a circa 1.3 ÷ 1.8.

In termini di energia primaria, si ha:

- Pompa di calore elettrica: rendimento = 1.2-2.8.
- Pompa di calore a gas: rendimento = 1.2 - 1.6

Confrontati con caldaie a gas a condensazione: rendimento = 0.85-0.90.

Per quanto riguarda il tempo di vita, una pompa di calore elettrica e a gas hanno tipicamente una vita utile pari a circa 10-15 anni, mentre una pompa di calore a gas può operare per oltre 15 anni. Per entrambe le tecnologie, se soggette ai necessari controlli periodici e alle operazioni di manutenzione, le pompe di calore mantengono le prestazioni praticamente inalterate.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il tempo di ritorno dipende dall'applicazione (residenziale, commerciale, terziario o industriale), dalle caratteristiche dell'impianto e dalla località. I tempi di ritorno tipici per pompe di calore, in assenza di incentivi, sono inferiori ai 5÷10 anni, con tendenza a scendere man mano che la tecnologia si diffonde.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

- Barriere informative, in particolare per le pompe di calore a gas.
- Barriere economiche, in particolare per le pompe di calore a gas, legate agli attuali volumi limitati di produzione
- Barriere applicative/installative, in particolare per le pompe di calore elettriche, legate alla maggiore adattabilità al mercato del nuovo (con pavimento radiante)
- Tariffazione elettrica (barriera in via di superamento)
- Tempi di ritorno in alcuni casi elevati
- Efficienza stagionale bassa con sistemi di emissione ad alta temperatura (radiatori) per le pompe di calore elettriche.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La tecnologia della pompa di calore a gas, impone un prodotto integrato verticalmente che consente quindi un prodotto sviluppato con 100% contenuto “made in Italy” (capitali, tecnologie, materia prima, componenti, produzione, assemblaggio). Questo può avvenire anche nel caso delle pompe di calore elettriche, con esempi di prodotti sviluppati e realizzati completamente in Italia, ma il mercato per la parte preponderante utilizza componenti chiave (compressori, scambiatori e controlli) prodotti nel Far East.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Nel settore delle pompe di calore elettriche le aziende italiane sono largamente riconosciute all'estero come aziende produttrici di pompe di calore dagli elevati standard di qualità e affidabilità e pertanto sono (e, auspicabilmente, saranno) numerose le applicazioni in paesi esteri.

Per quanto concerne le pompe di calore a gas, sono particolarmente indicate per i mercati nord europei in particolare quelli con una rete gas sviluppata (DE, NL e UK) e quelli con un prolungato utilizzo del riscaldamento (CH, BE, AT). I mercati cinesi che stanno aprendosi al gas naturale possono rappresentare un ulteriore mercato di sbocco. La leadership italiana in questa tecnologia è riconosciuta internazionalmente. Il mercato delle pompe di calore a gas è caratterizzato da “elevatissime barriere di ingresso” (competenze di prodotto, di processo, necessità di integrazione verticale spinta). Per questo motivo si svilupperà fin da subito con un ristretto numero di players a livello mondiale. In questo contesto, l'Italia ha un'opportunità unica, detenendo i maggiori esperti e le più importanti infrastrutture di sviluppo e test della tecnologia.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le pompe di calore consentono una riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti nei settori in cui sono impiegate. Estremamente importante è il contributo che le pompe di calore possono dare alla riduzione delle emissioni del patrimonio edilizio (sia nuovo che esistente) fin da subito. Determinante è l'apporto che le GAHP possono fornire nel ridurre le emissioni del patrimonio esistente senza implicare nuovi adeguamenti alle infrastrutture esistenti (generazione, trasmissione e distribuzione) già alle prese nei prossimi anni con l'introduzione della mobilità elettrica).

L'impiego delle pompe di calore è possibile in tutti i settori, ovunque vi sia una richiesta di potenza termica e/o frigorifera a temperature inferiori ai 90 °C.

In particolare:

- nell'industria possono essere usate per produrre potenza termica o frigorifera di processo in modo efficiente e con minori emissioni rispetto alle caldaie usate tradizionalmente
- pompe di calore elettriche possono essere usate per il riscaldamento di mezzi di trasporto elettrici (treni, auto e bus elettrici), con consumi molto inferiori rispetto all'uso di resistenze
- pompe di calore endotermiche possono essere usati per il condizionamento, recuperando energia dall'acqua di raffreddamento del motore o dai fumi, riducendo così il consumo di carburante e le relative emissioni
- nel settore residenziale e terziario le pompe di calore garantiscono una riduzione dei consumi energetici e delle emissioni per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nell'utilizzo della tecnologia sono:

- Progettisti di edifici e impianti per riscaldamento e condizionamento, termotecnici (rif. Ordini professionali, AICARR)
- Installatori (rif. Assisital)
- Costruttori edili (ANCE)
- Fornitori e rivenditori di sistemi impiantistici (rif. Angaisa)
- Proprietari di edifici/abitazioni (tutti i settori)
- Settore pubblico (scuole, ospedali, uffici)
- ESCO
- Industria (agroalimentare, di processo manifatturiera)
- Settore privato a carattere Residenziale, Commerciale, Ricettivo
- In generale ovunque ci sia bisogno di potenza termica a temperature < 90 °C.

Il mercato di riferimento per la pompa di calore, quello del riscaldamento, in Italia, ammonta a circa 650 000 all'anno, includendo tutte le tecnologie.

Sviluppo della tecnologia

Per quanto riguarda le pompe di calore elettriche:

- Aermec
- Argoclima
- Ariston Thermo
- BlueBox
- Climaveneta
- Clivet
- Ferroli
- Galletti
- Hidros
- Hiref
- Mc Quay
- Olimpia Splendid
- Politecnico di Milano (RELab)
- RC Group
- Rhoss
- RSE (monitoraggio, sviluppo di impianti sperimentali su PdC e su sistemi di climatizzazione)
- Systemair
- Thermocold

Per quanto riguarda le pompe di calore alimentate a gas:

- Ariston Thermo
- Centro Biomasse Perugia (integratore di sistema)
- CNR ITAE
- ENEA
- Politecnico di Milano, Dip. di Energia (RELab)
- RSE (monitoraggio e scenari)
- Robur.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Eccezioni tecnologiche presenti nel territorio nazionale: Si indichino e descrivano i principali attori nazionali di ricerca (e rispettive attività) impegnati nello sviluppo e ottimizzazione della tecnologia

Politecnico di Milano: impegnato nella ricerca sia su pompe di calore elettriche, sia su pompe di calore alimentate a gas attraverso progetti di ricerca finanziati (dalla Commissione Europea, dalla Regione Lombardia, dal MATTM) e/o attraverso progetti di collaborazione con partner industriali). Le attività di ricerca vertono sia sull'analisi sperimentale e modellistica di architetture di macchina avanzate (ad esempio, utilizzo della tecnologia dell'eiettore) o non convenzionali (ad esempio, integrazione con fonte solare), sia su attività di prova in laboratorio di componenti e/o macchine complete, entrambe per pompe di calore elettriche e a gas. Il laboratorio RELab (www.relab.polimi.it) presso il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano rappresenta un'infrastruttura chiave per la certificazione delle pompe di calore secondo gli standard europei, ma anche per la ricerca. E' attivo nella creazione di competenze nel settore e per lo sviluppo, in collaborazione con l'industria, di nuovi prodotti. RELab è il primo laboratorio pubblico accreditato per prove certificate di pompe di calore sul territorio nazionale ed è l'unico (al momento) laboratorio accreditato per prove certificate di pompe di calore a gas (EN 12309) in Europa.

CNR ITAE: impegnato nello sviluppo della tecnologia ad adsorbimento e ad assorbimento.

ENEA: numerose attività portate avanti negli ultimi decenni sulle pompe di calore ad assorbimento e, più recentemente, su pompe di calore elettriche con fluidi non convenzionali (anidride carbonica) o tecnologie avanzate (eiettore).

RSE: svolge indagini tecnologiche e prove su impianti rappresentativi, realizza impianti sperimentali e sviluppa sistemi integrati con impiego di pompe di calore elettriche e della fonte solare. Dispone di tre laboratori sperimentali (Milano, Piacenza e Terni).

Università di Firenze: sviluppo di sistemi a pompa di calore/chiller alimentati termicamente

Università di Padova: ottimizzazione di componenti e sistemi per pompe di calore/chiller alimentati da energia elettrica e da energia termica

Robur: impresa leader mondiale nel settore delle pompe di calore alimentate a gas di taglia piccola e media, per le quali detiene numerosi brevetti. Da anni ha a portafoglio pompe di calore di dimensioni adatte a edifici pubblici, centri commerciali e alberghi. Recentemente, grazie anche al progetto Heat4U, finanziato dalla Commissione Europea, ha sviluppato un'unità di piccole dimensioni adatta al settore residenziale.

Ariston Thermo: produttore sistemi di riscaldamento e produzione acqua calda sanitaria in ambito residenziale. Da tempo attiva nello sviluppo, produzione e commercializzazione di pompe di calore elettriche, recentemente ha iniziato un'attività di ricerca e sviluppo mirata a portare sul mercato una pompa di calore a gas per il settore residenziale, con un prezzo competitivo, destinata al mercato europeo. Gli obiettivi del progetto puntano a trasformare una tecnologia di provata efficacia in una soluzione economicamente conveniente anche nel mercato residenziale, particolarmente attento al valore dell'investimento iniziale. Raggiungere volumi di produzione importanti è una delle chiavi per rendere questa tecnologia economicamente conveniente e quindi a sua volta viabile per un più ampio mercato.

Tutte le altre aziende, attive da anni nella produzione di pompe di calore elettriche, incentrano le proprie attività di ricerca sull'impiego di componenti (fluidi, compressori, scambiatori di calore) efficienti e logiche di regolazione sofisticate al fine di incrementare le prestazioni puntuali e stagionali delle macchine anche in rispetto dei dettami imposti dalla legislazione vigente.

BEST PRACTICES

Per quanto riguarda le pompe di calore elettriche, tra i principali produttori con sede in Italia si citano Aermec, Argoclima, Ariston Thermo, BlueBox, Climaveneta, Clivet, Mc Quay, RC Group, Rhoss, Systemair e Thermocold quali aziende che competono nello scenario internazionale delle EHP.

Ariston è l'indiscusso leader europeo (in termini di volumi, prezzo e tecnologia) nelle pompe di calore per produzione di acqua calda sanitaria.

A livello europeo i principali attori che lavorano sullo sviluppo della tecnologia EHP sono Atlantique, Ariston Thermo, Bosch, Carrier, Daikin, Eltron, Johnson Control, Mitsubishi, Nibe, Stiebel, Thermea, Trane, Vaillant e Viessmann.

L'attività di ricerca e sviluppo nel settore delle pompe di calore elettriche condotta dalle aziende nazionali è tesa a migliorare le prestazioni di tali macchine sfruttando tecnologie avanzate di compressore (ad esempio, iniezione di vapore), fluidi refrigeranti di ultima generazione (ad esempio, anidride carbonica e propano) o architetture di macchina complesse (sistemi polivalenti), accorgimenti che portano ad efficienze energetiche superiori rispetto a quelle usualmente raggiungibili con tecnologie standard di pompe di calore elettriche.

L'Italia detiene inoltre la posizione di assoluta leadership mondiale nella tecnologia di pompa di calore a gas per riscaldamento. Il progetto HEAT4U (heat4u.eu, 10 milioni di euro di budget) assegnato dalla Commissione Europea ad un consorzio di aziende europee è stato coordinato da un'azienda italiana (Robur, <http://www.robur.it>), ha visto il coinvolgimento del Politecnico di Milano e ha prodotto investimenti la cui parte preponderante ha avuto ricaduta sul territorio nazionale, incrementandone la leadership tecnologica e industriale.

Aristo Thermo ha recentemente intrapreso un'attività di ricerca e sviluppo che porterà alla realizzazione di una pompa di calore a gas per riscaldamento residenziale, andando, quindi, a rafforzare la posizione dell'Italia su questa tecnologia.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Strategic research priorities for cross-cutting technology – European technology platform on renewable heating and cooling, Secretariat of the THC-platform, April 2012
 - [2] EHPA, European Heat Pump Market and Statistics Report 2016
 - [3] Indagine statistica sul mercato dei componenti per impianti di condizionamento dell'aria, Ufficio Studi ANIMA, Marzo 2015
- RSEview, "La pompa di calore per comfort sostenibile"; RSE 2013
 - Confindustria, Rapporto Efficienza Energetica, 2017

DESCRIZIONE TECNICA

L'isolamento termico delle chiusure opache degli edifici, cioè facciate, coperture e solai, si raggiunge attraverso specifiche tecniche di isolamento e l'utilizzo di materiali isolanti.

La grandezza che permette di definire isolante un materiale è la conduttività termica, espressa in $W/m^{\circ}K$. Un materiale è definito isolante se la sua conduttività è inferiore a $0.065 W/m^{\circ}K$, è debolmente isolante se tale grandezza è compresa tra 0.065 e $0.09 W/m^{\circ}K$, se è maggiore non si parla più di materiale isolante.

Gli isolanti sono una categoria di materiali molto ampia. La scelta del materiale è legata a molteplici parametri di natura economica (costo), prestazionale (in termini energetici ma anche di altra natura, ad esempio meccanica), di durabilità e sostenibilità ambientale (in particolare il loro impatto in fase di processo).

Di seguito sono presentate le applicazioni più diffuse adottate per l'isolamento delle chiusure opache verticali e orizzontali degli edifici.

Isolamento a cappotto dall'esterno

Il sistema di isolamento a cappotto è costituito da un materiale isolante incollato e/o fissato meccanicamente attraverso tasselli o profili alla parete esterna dell'edificio. I tasselli o i profili vengono successivamente ricoperti usualmente con un intonaco oppure con altri materiali di rivestimento speciale, al fine di costituire la nuova finitura superficiale della facciata. Nel caso di impiego di intonaco, esso è costituito da almeno due strati applicati in opera, uno di base, applicato direttamente sui pannelli isolanti e contenente una rete di armatura di rinforzo, e uno di finitura.

Isolamento dall'interno

L'isolamento dall'interno può essere realizzato con l'applicazione di pannelli o intonaci isolanti. I pannelli di materiale coibente possono essere singoli o preaccoppiati e vengono applicati tramite incollaggio o su struttura metallica con fissaggi meccanici. I pannelli singoli sono solitamente prodotti rigidi e porosi che vengono incollati e rasati. Nei sistemi preaccoppiati il posizionamento avviene sul muro esterno perimetrale e vengono protetti all'interno da materiali in fibrocemento o gesso. Raramente si predispone una controparete con sottili tavole in laterizio. Tali prodotti devono avere una buona capacità di accumulo e rilascio dell'umidità.

Isolamento in intercapedine con insufflaggio

L'isolamento delle intercapedini prevede la messa in opera di materiali isolanti sfusi che possono essere di diversa densità e tipologia. Se lo spessore da riempire è superiore ai 5 cm si possono inserire materiali granulari, come la vermiculite e l'argilla espansa; se invece lo spessore è inferiore si possono utilizzare materiali liquidi che una volta iniettati si espandono e solidificano, come le resine poliuretatiche. Il sistema consiste nell'esecuzione di piccoli fori sulle pareti perimetrali (dall'esterno o dall'interno) attraverso i quali iniettare con la macchina insufflatrice a pressione il materiale isolante all'interno della cassa vuota. terminate le iniezioni, i fori vengono opportunamente ripristinati.

Isolamento del solaio di sottotetto dall'estradosso

L'isolamento termico del solaio di sottotetto con intervento dall'estradosso, è costituito da pannelli o feltri in materiale isolante posati direttamente sul solaio. L'isolamento può essere di tipo calpestabile (quando le caratteristiche meccaniche dell'isolante lo consentono) oppure non calpestabile. In quest'ultimo caso, qualora debba essere garantito l'accesso al sottotetto, occorre realizzare al di sopra dell'isolante una pavimentazione autoportante. L'isolamento può essere realizzato anche tramite spruzzo di materiale fuso (ad esempio in fiocchi) o in schiuma, fino ad ottenere lo spessore isolante progettato.

Isolamento del solaio di sottotetto dall'intradosso (o di un solaio intermedio)

L'isolamento di un solaio di sottotetto o di un solaio intermedio dall'interno dell'appartamento (vale a dire dall'intradosso) può essere realizzato con l'applicazione di pannelli o intonaci isolanti. I pannelli possono essere singoli o preaccoppiati e vengono applicati tramite incollaggio o collegati ad una struttura metallica con fissaggi meccanici. L'utilizzo di intonaci isolanti invece prevede l'applicazione mediante macchina intonacatrice o a mano. Tali intonaci sono costituiti di una componente isolante, che può essere fornita da materiali minerali espansi o da materiali minerali fibrosi o ancora da sostanze sintetiche in granulometria opportuna e costante, di leganti idraulici e di speciali resine addittivate. Questi intonaci, una volta applicati, sono protetti da rivestimenti con funzioni di rinforzo alle effrazioni, oppure da uno strato di finitura.

Isolamento della copertura esistente con struttura in cemento armato

Nel caso di struttura in cemento armato e/o laterocemento, vengono posate direttamente le tegole o altre tipologie di rivestimento esterno (es. lamiere). Se non si è in presenza di orditura di sostegno, l'isolamento avviene sotto forma di pannelli rigidi da fissare meccanicamente attraverso tasselli alla struttura esistente; oppure in forma di pannelli semirigidi o feltri se è presente l'orditura di sostegno.

Il miglior risultato si ottiene se viene realizzata anche un'intercapedine ventilata al di sotto del manto di copertura, in quanto consente di garantire uniformità di temperatura e smaltimento del vapore acqueo.

Sostituzione di copertura in legno

In presenza di una copertura in legno esistente, specie se ammalorata, deformata o non adatta ai carichi legati ad una ristrutturazione, usualmente viene rifatto completamente l'intero tetto. Nel caso si opti per riproporre una soluzione in legno, avremo di nuovo una struttura portante con travi in legno e assito sempre in legno. Al di sopra dell'assito viene posato uno strato di materiale isolante eventualmente fissato meccanicamente attraverso tasselli o viti autofilettanti all'assito stesso. La protezione dei pannelli isolanti avviene con un secondo assito in legno, sopra il quale vengono posate le tegole o altre tipologie di rivestimento esterno tipo lamiera.

Intonaci Isolanti

Per l'isolamento delle pareti verticali vi sono i recenti intonaci termoisolanti, la cui stesura consente di risolvere i ponti termici creati dall'accostamento di materiali differenti e conseguentemente con conducibilità diverse. Tali intonaci sono composti da leganti aerei o idraulici, sostanze aeranti e una composizione di inerti che caratterizzano il prodotto a seconda della funzione richiesta. Nella scelta degli inerti, oltre ad una percentuale convenzionale di sabbie, sono aggiunti i cosiddetti inerti leggeri come inerti minerali espansi che garantiscono all'intonaco una struttura microporosa capace di soddisfare i requisiti di isolamento. Questi realizzano isolamenti termici, del tipo a cappotto, sono in grado di assicurare rivestimenti monolitici, di assoluta stabilità dimensionale, fonoassorbenti resistenti al fuoco e con valori di conduttività termica di circa $0.20 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Cool Material

Con Cool Material sono materiali e tecniche che consentono di ridurre notevolmente la temperatura superficiale delle coperture degli edifici, e di conseguenza i consumi elettrici per la climatizzazione estiva e la riduzione del fenomeno Isola di Calore Urbana a livello di territorio. Le loro caratteristiche principali sono una elevata riflettanza alla radiazione solare, per ridurre gli apporti durante le ore notturne, e un'elevata emittanza all'infrarosso, per favorire la cessione del calore accumulato verso la volta celeste durante le ore notturne. I cool material trovano applicazione anche per le pavimentazioni di spazi urbani aperti (strade, piazze etc.) con elevate potenzialità di risparmio energetico conseguibili a scala urbana e di edificio.



Esempio applicativo di cool material (Fonte: ENEA-Ricerca Di Sistema)

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Involucri edilizi ad alte prestazioni energetiche e di tenuta all'aria concorrono fortemente alla riduzione del fabbisogno energetico e della domanda di energia per entrambe le stagioni. Per questo a livello internazionale e nei Paesi della UE si sono promossi e prescritti standard prestazionali sempre più stringenti e procedure di calcolo rigorose per gli interventi, nel nuovo e nell'esistente, tenendo conto anche del fattore costo/beneficio. C'è da considerare che, mentre per gli edifici di nuova costruzione i problemi sono relativi a scelte tecnologiche e convenienze costruttive, negli edifici esistenti, tenendo conto dell'eterogeneità delle tipologie edilizie, della bassa qualità energetica, dei vincoli normativi e del contesto urbano, delle soluzioni costruttive e altro, i problemi sono molto più complessi e vanno studiati caso per caso.

I mercati più significativi interessati dal miglioramento dell'isolamento energetico degli edifici sono la Cina, seguita dagli Stati Uniti e dall'Europa

Si consideri che i consumi energetici dovuti al riscaldamento e raffrescamento degli edifici in Cina è superiori di 2-3 volte, per unità di superficie condizionata, rispetto a quello dei Paesi più sviluppati, facendo riferimento ad edifici in zone climatiche comparabili. Questo è causato principalmente dalle criticità dell'isolamento dell'involucro edilizio.

Nazionale

Il mercato dei materiali isolanti per l'edilizia a livello nazionale ha un volume di affari che supera i 600 mln di €. L'andamento del mercato dei materiali isolanti ha subito un andamento fortemente legato al mercato dell'edilizia di nuova costruzione e a quello della riqualificazione.

L'indicatore di riferimento per questa categoria si identifica con il trend del fatturato del mercato (vedi Figura 1).

Il mercato nazionale è un mercato estremamente frammentato poiché i produttori di materiale isolante sono costituiti da multinazionali che agiscono a livello sovranazionale e da piccole medie imprese che agiscono a livello locale producendo e commercializzando o solo commercializzando.

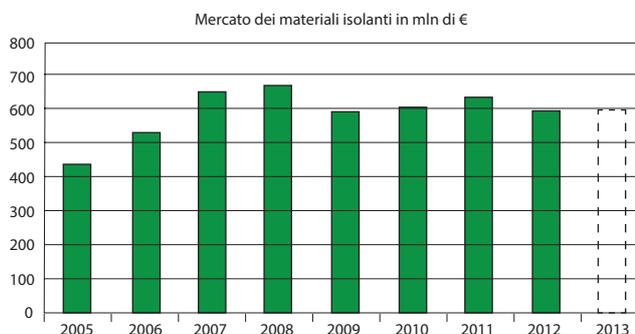


Figura 1 Andamento del fatturato del mercato dei materiali isolanti in Italia 2005-2013 [2]

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I prodotti isolanti termici sono prodotti per l'edilizia e quindi soggetti alle regole comunitarie della direttiva 89/106 e s.m.i. per la corretta e uniforme commercializzazione dei prodotti da costruzione. Le principali tipologie di materiali isolanti sono quindi soggette alle regole della marcatura CE del materiale per mezzo di norme di prodotto o di benessere tecnici europei ETA. Esistono in commercio tuttavia anche prodotti senza marcatura CE di materiali che attualmente non hanno norme di riferimenti. Il settore dei materiali isolanti termici è quindi maturo in termini di dichiarazioni di prestazione e di idoneità all'uso a livello di produzione e commercializzazione. Meno maturo è il corretto impiego dei materiali e l'idoneo grado di isolamento termico delle strutture.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

Trattandosi di interventi passivi sull'involucro edilizio non ci sono elementi che possano soddisfare questa relazione. Si evidenzia tuttavia che i materiali isolanti trovano applicazione nella realizzazione di pannelli solari termici per la produzione di acqua calda, per quella sanitaria e per impianti termici a bassa temperatura.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I materiali isolanti, soprattutto quelli naturali e bio-compatibili, impattano positivamente sull'ambiente in termini di: recupero, riuso, riciclabilità e contributo al processo di de-carbonizzazione.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il patrimonio edilizio in Italia registra oltre 13,6 milioni di edifici di cui circa 87% a destinazione d'uso residenziale [3] con un consumo di circa 25 Mtep/anno negli ultimi anni. Oltre il 65% di questi edifici ha più di 40 anni e, in particolare, quelli costruiti nel periodo 1950-1980 hanno forti criticità in termini di efficienza energetica.

Il potenziale di interventi sull'isolamento termico degli edifici è, quindi, molto alto e pertanto le Istituzioni, MiSE e MATTM, stanno promuovendo misure e strategie per accelerare la realizzazione di interventi per l'efficienza energetica. Il MiSE, in riferimento a quanto previsto dal DLgs 102/2014, ha attivato i piani STREPIN - Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale, PREPAC - Piano Riqualificazione Energetica Pubbliche Amministrazioni Centrali, PANZEB - Piano d'azione per gli edifici ad energia quasi zero, per la promozione degli interventi di efficientamento energetico degli edifici.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

I materiali isolanti, dal punto di vista chimico, si possono distinguere in organici e inorganici, che a loro volta possono essere naturali e sintetici. In letteratura sono presenti molti studi, sviluppati dal mondo scientifico e dai settori interessati, sugli impatti ambientali e la rispondenza ai criteri di sostenibilità di questi prodotti utilizzando la metodologia LCA. I risultati di questi studi, che hanno riguardato in particolare la famiglia degli isolanti sintetici e quelli naturali inorganici portano a conclusioni per cui questi prodotti hanno un impatto ambientale e una sostenibilità "accettabile". Gli impatti e la sostenibilità ambientale di quelli "naturali" sono a basso impatto rispetto a quelli "sintetici", che sono derivati dal petrolio. C'è da tener conto che anche per alcuni di quelli naturali si possono avere impatti dovuti al ciclo produttivo del prodotto, come ad esempio l'argilla espansa, di origine naturale-minerale, ma che richiede un ciclo di lavorazione di cottura che avviene in forni rotativi a 1200 °C, con elevati consumi di energia e conseguenti emissioni in ambiente.

Una particolare attenzione è quella che investe i cool material per quanto riguarda il fenomeno isola di calore. L'effetto isola di calore urbana è un fenomeno che affligge in maniera sempre più persistente i centri abitati. Gli studi condotti (vedi AdP Ricerca di Sistema Elettrico) evidenziano le potenzialità dell'uso dei cool material al fine di mitigare alcuni pericolosi aspetti legati al surriscaldamento globale e locale. L'applicazione su scala urbana dei suddetti materiali è stata analizzata tramite un software di simulazione, l'ENVI-met. Esso ha permesso di quantificare l'effettiva influenza che questi ultimi hanno sulla temperatura dell'aria esterna di una zona di Roma presa a campione, evidenziandone una diminuzione considerevole. L'utilizzo in larga scala di cool material con proprietà sempre migliori unito a un'estensione delle aree vegetative in ambiente urbano è un fattore importante che contribuisce a migliorare le condizioni di comfort termico esterno, ridurre i fabbisogni di climatizzazione degli edifici e la qualità urbana.

Emissioni CO₂/MWh

Per questa categoria di materiali risulta difficile poter dare una valutazione univoca in quanto diversi fattori, come ad esempio il vettore utilizzato (gas, elettrico, diesel ecc.) nel ciclo produttivo del prodotto, concorrono a determinare i consumi energetici e le emissioni di CO₂ evitate per unità di prodotto e se questo è ottenuto da processi di recupero/riciclo. Ad esempio, per i prodotti di sintesi EPS l'energia utilizzata per unità di prodotto può variare da un 7,4% a 47,2%, mentre il trasporto può variare tra lo 0,8% a 5% [10]. Per le valutazioni si fa riferimento a diversi indicatori energetici e ambientali tra cui: il GER (Gross Energy Requirement), Il GWP (Global Warming Potential), ODP (Ozone Depletion Potential) EP (Eutrophication Potential, POCP (Photochemical Ozone Creation Potential). Tali indicatori variano molto nel ciclo di produzione dei

singoli materiali: da evidenziare che alcuni di questi non sono prodotti solo per il mercato dell'edilizia ma anche per altre funzioni (package-edilizia, imballi, ecc.). A titolo esemplificativo si possono fornire i risparmi ottenibili per un appartamento da 100 m² riqualificato con isolamento a cappotto: in termini ambientali, circa 1000 kg di CO₂ per anno.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La tecnologia di produzione è differenziata per ciclo di produzione e utilizzo della materia prima che, già come evidenziato, risulta molto variegata. La tecnologia, comunque, presenta un margine di mitigazione dovuto al miglioramento dell'efficienza del ciclo di produzione e all'applicazione di modelli quali l'economia circolare.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della tecnologia è fortemente legata all'innovazione di processo/prodotto e alle condizioni operative di impiego. Si possono stimare rendimenti variabili dal 30% ad oltre il 60%, dipendenti dalla variabilità della stagione climatica, dalla zona climatica in cui viene fatto l'intervento, dai profili di utenza e dalle prestazioni dell'edificio. Il tempo di vita di tale tecnologia è maggiore, mediamente, ai 20 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Tenendo conto degli standard prestazionali prescritti dalla normativa sull'efficienza energetica e di quello della tecnologia si può stimare mediamente, considerando la eterogeneità del parco edifici e delle destinazioni d'uso, che il payback tecnologico, valutando le misure di incentivazione, possa variare tra un minimo di 10 anni a più di 20 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Il mercato dei materiali isolanti e della loro applicazione si può definire maturo a livello di proposte, un po' meno a livello di realizzazione e progettazione. I principali ostacoli allo sviluppo sono:

- alti costi di investimento
- investitori con scarsa conoscenza con prodotti e tecnologie ad alta efficienza
- alti rischi di esposizione finanziaria
- tassi di sconto elevati
- incertezza nel quantificare i benefici raggiungibili
- procedure e quadro normativo poco stabili
- Patto di stabilità per interventi in edifici della PA

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Le potenzialità di sviluppo sono principalmente legate allo sviluppo di applicazioni efficienti e a basso impatto ambientale. Fra le tematiche di R&S, da sviluppare all'interno delle associazioni di categoria e istituti di ricerca, produttori e progettisti, rientrano i prodotti e/o sistemi integrati da applicare nelle diverse tipologie di edifici.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

C'è una forte competitività sul mercato di questi prodotti. La potenzialità di esportazione risulta essere strettamente condizionata dai costi per unità di prodotto, dalle modalità di posa e dal livello di innovazione di prodotto raggiunto. Per poter competere con i mercati di produzione di massa risulta necessario uno sforzo di R&S a livello di materiali, componenti e processi al fine di incrementare la qualità dei prodotti a un costo competitivo con il mercato internazionale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Settore industriale: incremento dell'efficienza dei processi di produzione anche mediante integrazione con fonti rinnovabili. Miglioramento dei processi per il riutilizzo dei prodotti da dismissione.

Settore residenziale e terziario: miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici residenziali e non residenziali e riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Costruttori edili
- Aziende produttrici di materiali isolanti
- Professionisti (architetti, ingegneri, geometri ecc.)
- ESCO
- Gestori di parchi immobiliari
- Proprietari di edifici/abitazioni (tutti i settori).

Sviluppo della tecnologia

- ANAB Associazione bio architettura www.anab.it
- ANIT Associazione produttori materiali isolanti www.amit.it
- AIPE, Associazione aziende poliuretano espanso www.epssas.it
- ANPE Associazione poliuretano espanso www.anpe.it
- ASSOVETRO www.assovetro.it
- FINCO Federazione Industrie Prodotti Impianti Servizi ed Opere Specialistiche per le costruzioni www.fincoweb.org
- BASF www.basf.com
- FIVRA Associazione lana di roccia www.fivra.it
- SAINT GOBAIN www.saint-gobain.it

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **ENEA:** sviluppo, caratterizzazione e qualificazione dei cool material, pareti/tetti verdi, qualificazione pareti/tetti verdi, sviluppo materiali innovativi.
- **RSE:** analisi e studi su materiali, consumi e prestazioni energetiche degli edifici.
- **ITC- CNR:** qualificazione materiali isolanti, qualificazione materiali isolanti per la sostenibilità.
- **UNIVERSITA'** (POLITO, POLIMI, Università di Modena e Reggio Emilia, IUAV, Università di Bari e altre): sviluppo e caratterizzazione dei cool material, qualificazione pareti/tetti verdi, sviluppo materiali innovativi.
- **Stazione Sperimentale del Vetro:** indagini, studi, ricerche e analisi per il progresso tecnico dell'industria vetraria nazionale <http://www.spevetro.it/>
- **Istituto Metrologico:** ricerca nel campo della scienza delle misure e dei materiali e sulle tecnologie innovative

BEST PRACTICES

- **Scuola media T.M. Plauto** (Cesena): riqualificazione edificio esistente (anni '60). Oltre gli interventi che hanno interessato gli impianti (nuovi generatori a condensazione, valvole termostatiche, PV ecc.) sono state applicate misure sull'involucro: isolamento termico della copertura, parziale isolamento termico del solaio di base, isolamento a cappotto delle facciate e sostituzione dei serramenti. Il risparmio energetico ottenuto è stato di circa l'80% rispetto ai consumi ante-intervento.
- **Social Housing La Clairière Benthny** (Francia): edificio nuovo residenziale con 13 unità abitative isolato con cappotto esterno che registra un consumo per il condizionamento invernale di circa 15kWh/m² per anno.
- **Quartiere Compagnoni ACER** (Reggio Emilia): intervento di riqualificazione su edifici del social housing con applicazione di isolamento termico con cappotto esterno. Risparmi conseguiti medi circa 40% rispetto ai consumi ante intervento.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] RSEview RIFLESSIONI SULLENERGIA, Edifici Energeticamente Efficienti: un'opportunità, Giugno 2015
http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE%20Monografia%20Efficienza%20Edifici/files/extfiles/downloadURL.pdf
- [2] Rapporto ANIT 2013, il mercato dei materiali isolanti in Italia, Febbraio 2014.
- [3] Censimento generale della popolazione e delle abitazioni – Censimento 2011, ISTAT.
- [4] ISTAT, i consumi energetici delle famiglie, Dicembre 2014
- [5] European Commission, EUROSTAT, Statistics Database, 2013,
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database
- [6] ENEA, "Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica PAEE 2014"
- [7] Bazzocchi et al., definizione di politiche e misure volte a stimolare la riqualificazione energetica del settore civile, Rapporto RSE 15000305, 2015
- [8] ENEA, "Rapporto Annuale Efficienza Energetica RAEE 2015"
- [9] IEA, 2015. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
- [10] EPS: Impatto Ambientale e ciclo di vita AIPE, www.epssas.it

DESCRIZIONE TECNICA

Le chiusure trasparenti dell'involucro edilizio assolvono a diverse funzioni (energetica, visibilità, acustica ecc.) e hanno una incidenza ben diversa da quelle opache, contribuendo al bilancio energetico dell'edificio in modo più complesso. Sono di diversa forma e realizzate con componenti diversi sia nel telaio che nel pannello trasparente. Di seguito si illustrano le tipologie più diffuse di infisso, vetro, materiali trasparenti e sistemi schermanti.

Tipologie di infisso

Infissi in legno

sono utilizzati da secoli e rappresentano ancora oggi la maggiore quota parte di mercato per l'edilizia residenziale. Le caratteristiche termo-fisiche sono legate al tipo di legno utilizzato e allo spessore dell'infisso. Con l'introduzione di nuovi prodotti di finitura è migliorata la stabilità e la curabilità del prodotto, così come l'utilizzo di guarnizioni sintetiche e naturali ha consentito di ridurre l'elevata permeabilità all'aria. I valori di trasmittanza termica U degli infissi in legno è funzione della densità del legno e dello spessore e della geometria dell'infisso e tipicamente variano tra 1.35 ed 1.5 W/m^2K (UNI EN ISO 100077).

Infissi in PVC

(polivinilcloruro) sono costituiti da profilati cavi a più camere, uniti mediante saldatura e rinforzati con profilati metallici. La loro diffusione è legata alle buone caratteristiche termiche, alla bassa manutenzione e alla molteplicità di soluzioni geometriche. I valori standard di questo tipo di infisso sono di circa 2.2 W/m^2K nel caso di profilo a 2 camere e di 2 W/m^2K per profili a 3 camere (UNI EN ISO 100077). Esistono, seppure a diffusione limitata, infissi in poliuretano. Nel caso di spessore dell'infisso superiore a 5 millimetri, il valore di riferimento, secondo le norme EN, della trasmittanza termica è di 2.8 W/m^2K .

Infissi in alluminio

rappresentano una notevole fetta di mercato nel settore residenziale e la maggior parte del volume di vendita nel terziario. Le caratteristiche termiche dei serramenti metallici sono piuttosto limitate per i prodotti tradizionali, mentre diventano più interessanti con le soluzioni a taglio termico. Negli infissi tradizionali, la povertà delle prestazioni dipende dalla elevata conduttività dei metalli in genere, che non offrono grossa resistenza al trasferimento del calore (trasmittanza compresa tra 6 e 7 W/m^2K). Negli infissi a taglio termico, tutto ciò viene evitato realizzando dei profilati cavi per sfruttare le capacità isolanti delle camere d'aria, e spezzando la continuità del metallo con degli elementi isolanti, in genere di materiale plastico. La trasmittanza termica di riferimento dipende da: dimensione delle camere d'aria dei profili, eventuali vernici riflettenti all'interno dei profili, tipo di materiale utilizzato per il taglio termico, caratteristiche geometriche dell'infisso ecc., ed è compresa tra i 2,2 e 3,8 W/m^2K (UNI EN ISO 100077).

Le soluzioni di stratigrafie proposte nella riqualificazione energetica, tenendo conto degli standard prestazionali prescritti dalla normativa, prevedono usualmente la soluzione con doppia lastra, intercapedine d'aria o di gas argon e rivestimento basso emissivo. Le soluzioni con tripla lastra e doppia intercapedine sono impiegate maggiormente in località con alti valori di gradi giorno (zone climatiche E/F).

Tipologie di vetro

Vetri a controllo solare e con rivestimenti basso-emissivi

non propriamente innovativi perché introdotti con una tecnologia risalente ai primi anni '80, i vetri a controllo solare integrati con rivestimenti basso-emissivi rappresentano prodotti efficienti dal punto di vista energetico. Infatti, alcune innovazioni le introducono effettivamente. Usualmente vengono accorpate sia per alcune similitudini produttive, sia per risolvere la dicotomia che esiste riguardo a tali materiali. Infatti, esiste la percezione di una sorta di dualismo tra vetri a controllo solare, per i climi caldi e a bassa emissività, per i climi freddi; in realtà i due tipi vanno ad agire su proprietà differenti, ma, mentre i vetri a controllo solare sono efficaci solo in zone calde, i basso-emissivi lo sono in qualsiasi condizione, migliorando in assoluto le prestazioni della finestra.

Vetri a controllo solare riflettenti

rappresentano il primo vero miglioramento rispetto ai tradizionali vetri chiari, e sono in commercio già da parecchi anni con l'obiettivo di ridurre i carichi termici (oltre ad un eccessivo illuminamento) dovuti alla radiazione solare entrante attraverso le aperture vetrate. L'obiettivo è perseguito con l'utilizzo di vetri colorati nella massa o con depositi superficiali. Nel primo caso parte della radiazione incidente è assorbita dal materiale e parzialmente riemessa verso l'esterno, nel secondo è direttamente riflessa all'esterno. I due procedimenti utilizzati sono la pirolisi e la polverizzazione. Prestazioni migliori si hanno con rivestimenti selettivi, i quali lasciano passare la radiazione visibile ma non quella dell'infrarosso vicino, in tal modo si riducono gli apporti solari senza pregiudicare la qualità della visione. Questo tipo di prodotti, dal costo ancora elevato, è realizzato mediante deposizione di film metallici, tipicamente l'argento, che conferiscono caratteristiche di elevata visione e riflessione quasi totale nell'infrarosso vicino.

Doppi vetri evacuati

sono composti da almeno due lastre di vetro, nella cui intercapedine è stato praticato il vuoto. Il vantaggio di questa soluzione è di eliminare il trasferimento termico dovuto alla conduzione e alla convezione del gas presente nell'intercapedine. Le prestazioni energetiche diventano molto interessanti se accoppiate all'uso di vetri basso emissivi, con i quali si riduce anche lo scambio di tipo radiativo. Altri due vantaggi tipici delle finestre evacuate sono l'indipendenza delle proprietà isolanti dallo spessore dell'intercapedine, con la possibilità di avere componenti non ingombranti, e l'aspetto della finestra, identico a quello di un vetro camera tradizionale.

Materiali trasparenti

I materiali trasparenti rappresentano probabilmente il settore dell'involucro edilizio a maggior grado di innovazione. Numerosi prodotti hanno trovato negli ultimi anni applicazione in edilizia. In alcuni casi, si tratta di soluzioni mature, già sul mercato, in altri si è ancora in fase di sviluppo o precompetitiva. È comunque interessante fornire delle indicazioni di base per soluzioni tecnologiche che potrebbero essere, in tempi brevi, adottate in edifici residenziali e, soprattutto, commerciali.

L'aerogel

è un materiale costituito da particelle di silice, e, grazie a particolari procedimenti produttivi, è caratterizzato da una struttura porosa aperta trasparente in grado di fornire ottime prestazioni sia ottiche sia energetiche.

Cromogenici

sono così definiti quei materiali in grado di modificare le loro caratteristiche ottiche in funzione di stimoli esterni, quali: temperatura, radiazione solare, differenza di potenziale elettrico. I componenti trasparenti così realizzati sono noti anche come "finestre intelligenti". Per i materiali cromogenici esiste una fase di ricerca in pieno sviluppo e, sebbene alcuni prodotti siano già in commercio, nei prossimi anni si auspica di raccogliere i frutti consistenti dell'attività di laboratorio, in corso già da molto tempo.

Elettrocromici

hanno la capacità di modificare le proprie caratteristiche in modo reversibile in funzione di uno stimolo elettrico ad essi applicato: la variazione di tensione, la quale induce la trasmittanza a passare da valori elevati (bleached state) a valori più bassi (coloured state), con effetti sia luminosi che energetici. Le prospettive di applicazione sono promettenti, tuttavia, esistono problemi sia di natura gestionale sia tecnologica legati principalmente al fatto che le prestazioni di edifici equipaggiati con sistemi di questo tipo sono fortemente dipendenti dalle tecniche, le strategie e gli algoritmi di controllo.

Materiali termotropici

in questo caso la grandezza che determina il cambio di colore è la temperatura che induce nel materiale una reazione chimica o una transizione di fase tra due stati. Le loro applicazioni principali sono, allo stato attuale: indicatori di temperatura, vernici speciali e inchiostri da utilizzare per documenti riservati. Dal punto di vista teorico è evidente che una loro applicazione in edilizia porterebbe a notevoli risparmi energetici.

Materiali Trasparenti Isolanti (TIM)

questi materiali sono anche chiamati geometric media, poiché utilizzano delle strutture geometriche per limitare le dispersioni termiche per convezione e irraggiamento. In pratica, con del materiale plastico (ultimamente sono in fase di sviluppo alcuni prototipi anche in vetro) trasparente nel visibile e nel vicino infrarosso, ma opaco nel lontano, si realizzano delle pareti divisorie atte a bloccare i moti convettivi dell'aria e ridurre lo scambio radiativo.

Esistono, inoltre, speciali **pellicole** per il risparmio energetico con proprietà isolanti, che, se applicate alle vetrature esistenti, creano una barriera ai raggi del sole. Un vetro senza pellicola fa passare l'82% dell'irraggiamento solare che lo colpisce, lo stesso vetro trattato con pellicola solo il 20%, riducendo anche il fenomeno dell'abbagliamento.

Sistemi schermanti

La possibilità di schermare la radiazione solare ha una grandissima importanza nelle moderne costruzioni, dove si registra un sempre maggiore aumento dei carichi di climatizzazione estiva. L'ombreggiamento può essere garantito dal punto di vista termico con elementi trasparenti, vetri a controllo solare o cromogenici. Per garantire il comfort visivo è necessario, però, prevedere ulteriori sistemi schermanti, generalmente opachi.

Essi possono essere classificati in funzione di:

- gestione: fissi e orientabili;
- struttura: omogenei e non omogenei;
- posizione rispetto alla superficie vetrata;
- geometria: verticali o orizzontali.



Finestra con vetri elettrocromici
(Fonte: ENEA)

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

A livello internazionale (USA), europeo (GB e D) e nazionale l'industria sta investendo sulla ricerca e sviluppo di componenti per migliorare le prestazioni degli infissi[2]. Le attività si indirizzano sia sul miglioramento delle prestazioni del telaio e sulle sigillature, sia sui vetri.

Per i vetri elettrocromici si stanno sviluppando ricerche per risolvere problemi di natura tecnologica, in relazione soprattutto alla possibilità di realizzare vetri di dimensioni sufficienti per le finestre, senza pregiudicare l'uniformità e la transizione da uno stato all'altro.

Anche per i sistemi schermanti il settore è molto impegnato in attività di sviluppo e ricerca.

Nazionale

Il mercato attualmente è fortemente indirizzato su lavori di riqualificazione energetica degli edifici piuttosto che sulle nuove realizzazioni. Nonostante il periodo di grande difficoltà economica il settore, pur avendo registrato una significativa contrazione, rimane tra quelli più attivi grazie alle misure di incentivazione. Questi interventi, con l'applicazione della misura del 55% - 65%, hanno comportato una maggiore efficienza dell'edificio con un risparmio di circa 3.000 kWh/anno. (Fonte ENEA)

L'installazione di nuovi infissi interessa soprattutto quello della riqualificazione.

Per quanto investe il mercato dei sistemi schermanti questo si sta riprendendo anche grazie all'export. Si stima, per i nostri climi, che, mediamente, si possa ottenere una riduzione globale dei consumi energetici di circa il 10% per il riscaldamento invernale e circa il 30% per il raffrescamento estivo.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I prodotti di questa categoria sono soggetti al rispetto delle normative nazionali ed europee per la loro corretta e uniforme commercializzazione. Sono soggetti alle regole della marcatura CE dei prodotti per mezzo di norme di prodotto o di benessere tecnici europei. Il labelling è a carattere volontario, al momento, ma il mercato nazionale si sta muovendo per produrre il labelling dei prodotti per avere maggiore competitività sul mercato europeo e nazionale, dato che gli altri Paesi offrono già prodotti energeticamente etichettati. Il settore è molto maturo e offre prodotti e soluzioni molto avanzate. Serve comunque promuovere la formazione degli operatori e dei professionisti per aumentare il TRL del settore.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

L'integrazione con il solare fotovoltaico, al momento, è la tecnologia più utilizzata e su cui si stanno sviluppando attività di ricerca e sviluppo, anche con soluzioni integrate per la ventilazione degli ambienti.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

L'infisso è un prodotto complesso che coinvolge diversi produttori e operatori del mercato. Ci sono forti differenze tra le diverse tipologie di infisso, sopra descritte, per cui si si limita a fornire comunque una descrizione generale di riferimento ai principali aspetti che investo più settori. Si deve tener conto dei produttori di:

- materiali sigillanti, per l'assemblaggio vetro-telaio o per il montaggio dei vetro-camera, per la sigillatura all'aria
- elementi di supporto dell'infisso (parte fissa telaio - parte mobile), per soddisfare le tipologie di ancoraggio e movimentazione per le diverse tipologie di apertura
- nodi di ancoraggio alla struttura muraria, anche per evitare i ponti termici, e, per i materiali avanzati come gli elettrocromici, l'integrazione con sistemi di controllo e gestione
- componenti schermanti che possono essere fissi, mobili o inseriti all'interno del vetro camera e con soluzioni anche integrate con il solare termico fotovoltaico
- sistemi di ventilazione naturale o meccanica integrata nell'infisso
- profilati specifici per la realizzazione dei telai (alluminio, PVC, acciaio ecc.).

C'è da considerare, inoltre, l'impatto sul sistema per la distribuzione/consegna dei prodotti e del settore dei progettisti .

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La vetustà del parco edilizio ha un forte potenziale di applicazione e sviluppo. In termini costo/beneficio, è molto più conveniente l'uso di finestre ad alte prestazioni con schermature: negli edifici nuovi e in quelli esistenti è ormai obbligatorio, per il rispetto

degli standard prescritti dalla normativa. Nel settore residenziale, la prestazione di questi componenti può ridurre di un fattore di circa 3 la domanda di condizionamento rispetto a soluzioni standard con costi aggiuntivi di pochi punti percentuali rispetto al costo totale dell'edificio, mentre per il non residenziale i costi possono variare diversamente in relazione alla tipologia e alla destinazione d'uso.

Si consideri, inoltre, che molti edifici realizzati prima degli anni ottanta hanno ancora infissi con vetro singolo e bassa prestazione energetica ($> 5 \text{ W/m}^2\text{°C}$) e che la tecnologia ha raggiunto un alto grado di sviluppo che permette gli interventi nella quasi totalità dei casi. Indicativamente i costi per la sostituzione degli infissi possono variare tra i 250 €/m² ad oltre i 430 €/m² in relazione alle prestazioni che si richiedono e al tipo di telaio utilizzato. Un infisso in legno ha un costo maggiore rispetto ad uno in alluminio a taglio termico.

Ai costi vanno aggiunti quelli per le opere di sigillatura per la tenuta all'aria che possono avere un'incidenza di circa 3-10€/m²

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Questi prodotti hanno un basso impatto ambientale e sono da considerarsi sostenibili. Dalla letteratura tecnica e dagli studi di settore, che hanno valutato gli impatti e la sostenibilità di questi materiali tenendo conto dell'LCA, si evidenzia che i prodotti principali impiegati quali il legno, l'alluminio, il PVC e il vetro, materiali con un alto grado di riciclabilità, sono sostenibili e con un basso impatto per l'ambiente.

Emissioni CO₂/MWh

Il settore è caratterizzato da un ciclo produttivo che vede diverse industrie che concorrono alla produzione dell'infisso. Per esempio, per gli infissi in alluminio i vari componenti sono prodotti da diverse aziende produttrici (profilati, vetro, sigillanti, ferramenta ecc.) che utilizzano diversi processi e combustibili, per cui risulta difficile poter definire valutazioni relative alla CO₂.

Inoltre, queste vanno elaborate tenendo conto di diversi indicatori energetici e ambientali tra cui: GER (Gross Energy Requirement), GWP (Global Warming Potential), ODP (Ozone Depletion Potential) EP (Eutrophication Potential, POCP (Photochemical Ozone Creation Potential) che rendono ancor più complessa una quantificazione rappresentativa delle emissioni.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La tecnologia di produzione è differenziata per ciclo di produzione e utilizzo della materia prima che, già come evidenziato, risulta molto variegata. La tecnologia, comunque, presenta un margine di mitigazione dovuto al miglioramento dell'efficienza del ciclo di produzione e all'applicazione di modelli quali l'economia circolare.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della tecnologia è fortemente legata all'innovazione di processo/prodotto e alle condizioni operative/installative. Si possono stimare prestazioni variabili dal 6% ad oltre 10% dipendenti dalla variabilità della stagione climatica, dalla zona

climatica in cui si trova l'edificio e dalla sua esposizione rispetto all'orientamento e al contesto urbano, dalla percentuale involucro opaco/involucro trasparente, dai profili di utenza e dalle prestazioni complessive dell'edificio.

Il tempo di vita di tale tecnologia è mediamente maggiore di 25 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Tenendo conto degli standard prestazionali prescritti dalla normativa sull'efficienza energetica e di sviluppo della tecnologia si può stimare mediamente, considerando la eterogeneità del parco edifici e delle destinazioni d'uso, che il payback, valutando le misure di incentivazione, possa variare tra un minimo di 8 anni a più di 15 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Questo settore ha raggiunto un buon livello di maturità come qualità prestazionale, tecnologica, di prodotto e di design. Attualmente un ostacolo molto critico potrebbe essere rappresentato dal fatto che il mercato nazionale si trova a competere con produttori europei che si stanno inserendo nel mercato nazionale con prodotti non sempre rispondenti alla qualità dichiarata anche in termini di labelling prestazionale.

Fatta questa premessa, si evidenziano alcuni ostacoli, che riguardano il settore degli infissi:

- Difficoltà di accesso al prestito finanziario
- Tassi di sconto elevati

- Incertezza nel quantificare i benefici raggiungibili
- Procedure e quadro normativo poco stabili
- Semplificazione delle procedure amministrative e per il ricorso agli incentivi, almeno per casi “semplici” che, per esempio, potrebbero essere gestiti con modelli o schede predisposte
- Patto di stabilità per interventi in edifici della PA.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Il mercato degli infissi si distribuisce, per le diverse tipologie, con quelli in alluminio 34,1 %, in legno 32,9 % e in PVC 33% [9]. Il trend degli ultimi anni registra un leggero incremento, inferiore alle potenzialità del mercato. Le potenzialità dello sviluppo tecnologico investono il settore del prodotto finito e dei componenti che lo costituiscono. Quello del prodotto finito riguarda le modalità e procedure per migliorare le prestazioni in fase di assemblaggio dei componenti al fine di mantenere nel tempo le prestazioni dell'infisso. Quello dei componenti riguarda lo sviluppo di soluzioni innovative che si scontrano, alle volte, con problemi di natura economica, costi di ricerca e prezzi dei prodotti innovativi per il mercato.

Una interessante potenzialità di questo prodotto risiede nella realizzazione di facciate dinamiche per l'involucro edilizio o per il controllo “dinamico” delle prestazioni nelle diverse situazioni climatiche.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

C'è una forte competitività sul mercato di questi prodotti che non sempre, per quelli non prodotti in Italia, rispondono alle caratteristiche prestazionali dichiarate dal produttore. La potenzialità di esportazione risulta essere condizionata dai costi, espressi per m² di infisso o per unità di prodotto, da fattori prestazionali, sicurezza, estetici e qualità. Per poter competere con maggior incisività sul mercato nazionale e sulla esportazione della tecnologia e dei prodotti le associazioni di categoria si stanno attivando per concordare e coordinare le azioni opportune.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Il settore degli infissi trova la sua applicazione per quanto riguarda le emissioni nei settori:

- civile (residenziale e non residenziale), con il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici e relativi consumi energetici ed emissioni di CO₂
- industriale, con incremento dell'efficienza dei processi di produzione anche mediante integrazione con fonti rinnovabili e con il miglioramento dei processi per il riutilizzo dei prodotti da dismissione
- trasporti, con applicazioni di prodotti ad alte prestazioni energetiche, acustiche ed ambientali che migliorano il comfort e la qualità dell'utenza.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nella filiera sono:

- Costruttori edili,
- Aziende produttrici del settore (serramenti, di vetro, sigillanti ecc.)
- Professionisti (architetti, ingegneri, geometri ecc.)
- Enti di ricerca
- ESCO
- Settore agricolo
- Organismi pubblici e privati, soggetti rivolti alla Formazione/Qualificazione/Certificazione
- Gestori e proprietari di edifici/abitazioni residenziali e non residenziali
- Banche e Istituti finanziari.

Sviluppo della tecnologia

- AIPE, Associazione aziende poliuretano espanso www.epssas.it
- ANFIT Associazione Nazionale per la Tutela della Finestra www.anfit.it
- ASSISTES Associazione Italiana Tendwe e Schermature solari www.assistes.it
- ANPE Associazione poliuretano espanso www.anpe.it
- ASSOVETRO www.assovetro.it
- FEDERLEGNO Federazione imprese settore mobile e arredamento www.federlegnoarredo.it
- FINCO Federazione Industrie Prodotti Impianti Servizi ed Opere Specialistiche per le costruzioni www.fincoweb.org
- MAPEI adesivi e sigillanti www.mapei.com/it
- UNICMI Unione Nazionale Industrie Costruzioni Metalliche Involucro e Serramenti www.unicmi.it
- Dupont-dow sigillanti e elastomeri www.dupont.com
- SSV Stazione sperimentale del vetro www.spevetro.it

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **ENEA:** qualificazione prestazioni energetiche e ottiche dei vetri, qualificazioni prodotti per schermature, partecipazione a progetti/azioni di innovazione del settore, sviluppo di SW per calcolare le proprietà termiche, solari e luminose dei serramenti e dei sistemi di schermatura solare.
- **Università:** POLITO, POLIMI, SAPIENZA Roma, IUAV,
- **Associazioni di categoria:** AIPE, ANFIT, ASSISTES, ASSOVETRO, UNICMI, ANPE, FEDERLEGNO, FINCO, MAPEI
- **Stazione Sperimentale del Vetro:** Ente pubblico economico di ricerca con il compito di promuovere il progresso tecnico dell'industria vetraria ed effettuare analisi e qualificazione prodotti.

BEST PRACTICES

- **Piramide** di vetro a Milano per la sede della Fondazione Feltrinelli e Microsoft.
- Sede **NESTLE** ad Assago realizzato con facciate a cellule con vetro a doppia camera con intercapedine riempita da gas argon e frangisole in vetro stratificato
- Sede **EUROPOOL** Opificio e palazzina uffici a Fidenza (PR), applicazione di infissi ad alta tecnologia con elementi schermanti integrati.
- **Fiorita** Passive House a Cesena, edificio residenziale riqualificato con infissi ad alta prestazione e schermi solari mobili.
- **Casa sul Parco** a Fidenza (PR), edificio residenziale passive House di 4-5 piani con serramenti e sistemi per serramenti ad alte prestazioni e schermature solari.
- **WALGREENS** Net Zero Store- Illinois edificio del terziario premiato dall'ASHRAE per le soluzioni innovative di progetto e l'uso di componenti ad altissima prestazione.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] UNICMI –Rapporto sul mercato italiano dell'involucro edilizio 2016
- [2] IEA, 2015. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
- [3] RAEE- ENEA- 2015
- [4] «Union Glass,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.unionglass.it/>
- [5] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Global market outlook for photovoltaic 2014-2018, 2014
- [6] CRESME- Rapporto RIUSO 003 -Febbraio 2014
- [7] RdS/2015/ 90 Analisi delle proprietà e delle prestazioni di vetrate isolanti con schermature in intercapedine M.Zinzi, S. Agnoli
- [8] Il mercato italiano delle finestre e delle superfici vetrate, CISL, 2013
- [9] Solar energy system in achitecture, IEA SHC Task 41 Solar energy and architecture, F. Frontini, M. Munari Probst, A. Scognamiglio, C. Roecker, K. Farkas, M. L. e I. Zanetti, 2012.
- [10] RdS/2012/109- Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto - Caratterizzazione del parco immobiliare ad uso residenziale
- [11] EPS ECOLOGICO AIPE www.aipe.biz

ALTRE TECNOLOGIE

DESCRIZIONE TECNICA

Il monitoraggio delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera è stato riconosciuto da tutti i Paesi firmatari del documento finale della Conferenza di Parigi 2015 (COP21) come il caposaldo per un effettivo controllo dei cambiamenti climatici, su scala planetaria, e delle catastrofi ambientali associate ad un eccesso di CO₂ in atmosfera. Anche il mercato delle quote di CO₂, che è stato predisposto per calmierare le emissioni, richiede una valutazione quantitativa precisa delle emissioni. E' possibile distinguere le emissioni di anidride carbonica da processi di combustione di combustibili fossili (petrolio, metano, carbone) da quelle derivanti da sostanze biologiche (legna, biomasse, ecc.) unicamente misurando l'anidride carbonica con ¹⁴C, ¹⁴CO₂, che è un isotopo radioattivo del normale carbonio. Il ¹⁴C ha una vita media di circa 5700 anni, per cui non è presente nei combustibili fossili di origine molto antica. E' stato ormai confermato che l'utilizzo massivo di combustibili fossili sta causando il riscaldamento globale, mentre l'utilizzo di fonti bio non altera in modo significativo l'equilibrio globale, essendo "fisiologico" e non essendoci la disponibilità di enormi quantità come per i combustibili fossili accumulati per decine di milioni di anni nel sottosuolo.

Tra le tecnologie di misurazione più comune si segnalano: i rilevatori termici (utili soprattutto per determinare perdite di CO₂ da serbatoi o giacimenti di confinamento), i monitor a emissione continua (CEM) per la valutazione dell'efficienza di cattura e i spettrometri laser a diodi per le misure atmosferiche.

Recentemente in Italia, nei laboratori CNR, è stata messa a punto una tecnologia basata sulla spettroscopia laser di altissima precisione che consente dall'analisi di campioni gassosi di misurare le minime quantità di ¹⁴CO₂ presenti in natura (1 molecola di ¹⁴CO₂ ogni mille miliardi di molecole di anidride carbonica ordinaria). La tecnologia è già stata scientificamente validata, ha a tutt'oggi una sensibilità almeno 1000 volte maggiore delle migliori tecnologie alternative esistenti al mondo e potrà consentire la portabilità di strumenti di misura di altissima precisione in tutto il mondo. Il CNR ha già approvato la creazione di una società spin-off per l'ulteriore sviluppo di questa tecnologia di frontiera e per una sua rapida commercializzazione. La prima fase di ingegnerizzazione è già stata effettuata, rendendo la strumentazione sufficientemente miniaturizzata per essere trasportabile.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Le principali tecnologie di monitoraggio di CO₂ si basano sull'utilizzo di opportuni sensori che sfruttano la Radiazione Infrarossa IR o acceleratori per spettrometria di massa AMS (Accelerator Mass Spectrometry). La tecnologia sviluppata dal CNR presenta potenzialità di rilevamento uniche e al momento non eguagliate.

Nazionale

La tecnologia sviluppata dal CNR presenta potenzialità di rilevamento uniche e al momento non eguagliate.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Esistono tecnologie di monitoraggio ormai ben consolidate. La tecnologia di sviluppo proprietaria CNR è stata validata in laboratorio (TRL 4).

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnica proposta consente la misura ad altissima precisione delle emissioni di anidride carbonica imputabili ai processi di combustione relative a tutte le fonti energetiche e agli impianti che prevedano utilizzo di combustibili, consentendo la discriminazione tra combustione di sostanze di origine biologica e fossile, tra cui:

- Centrali a carbone/olio combustibile/metano
- Impianti industriali che fanno uso di combustori
- Inceneritori
- Autoveicoli a motore.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Oltre al settore Ambientale, la tecnologia proposta può trovare applicazione nei settori:

- Biomedicale, per la sperimentazione del metabolismo di farmaci marcati con ^{14}C
- Sicurezza, per la estrema sensibilità a sostanze gassose anche diverse dall'anidride carbonica e a processi di trasmutazione atomica che alterano i rapporti isotopici naturali
- Patrimonio Culturale, per l'assoluta novità di un sistema laser compatto e trasportabile per la radiodazione di reperti.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il territorio nazionale non ha influenza sulla tecnologia.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Parametro non applicabile.

Emissioni CO_2 /MWh

Non si applica a questa tecnologia che è di monitoraggio.

Emissioni CO_2 /MWh evitate

Non si applica a questa tecnologia che è di monitoraggio

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Non si applica a questa tecnologia che è di monitoraggio.

■ PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Le tecnologie di controllo emissioni attuali disponibili hanno un costo di installazione e di mantenimento a seconda dell'applicazione prevista. Nel caso della tecnologia brevettata CNR, i costi di ulteriore sviluppo della tecnologia sono quantificabili in circa 5 milioni di Euro. Quando completamente sviluppata, richiederà solo l'intervento saltuario di un operatore per la gestione. Il costo di ciascuno spettrometro è stimabile in circa 0.5 milioni di Euro e il rientro dagli investimenti è previsto nell'arco di 3-5 anni.

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Non valido per le tecnologie tradizionali. Le principali difficoltà nella tecnologia CNR sono riconducibili all'attuale carenza, su scala europea ma anche internazionale, di produttori di componenti ottici con le caratteristiche richieste (soprattutto specchi ad alta riflettività e basse perdite per radiazione infrarossa).

■ POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Ci sono importanti prospettive di impiego in ambito nazionale per la tecnologia CNR, trattandosi di una tecnologia portatile e molto trasversale dal punto di vista tematico. Si tratta di una tecnologia al momento unica sullo scenario internazionale e, come tale, adatta per l'impiego soprattutto di personale ad alta qualificazione.

Si riporta una stima del mercato globale su cui si inserirebbe la tecnologia in oggetto.

Stima del mercato annuale globale esistente per le analisi di ^{14}C (*):

- 110 strutture AMS (al 2012)
- 3500 analisi di ^{14}C per ogni struttura AMS
- 600 \$ prezzo medio per analisi, $110 \times 3500 \times 600 \$ = 210$ milioni \$ di ricavi

Esempio di budget di spesa per le analisi di ^{14}C :

- National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA): ~5 milioni \$ nel 2014

Stima dell'espansione nei prossimi anni del mercato annuale globale per le analisi di ^{14}C (*):

- radiodatazione: ~ 1.5 miliardi \$
- monitoraggio ambientale: ~ 1.5 miliardi \$
- petrolio e gas: ~ 1.2 miliardi \$
- monitoraggio di impianti/scorie nucleari: ~ 1.0 miliardi \$
- scienze della vita / biomedicale: ~ 1.0 miliardi \$
- difesa: ~ 1.0 miliardi \$
- alimentare: ~ 0.1 miliardi \$
- cattura e sequestro del carbonio: ~ 10.0 miliardi \$

TOTALE: ~ 17.3 miliardi \$ / anno

(*) Stima effettuata per conto CNR da un'azienda americana interessata alla commercializzazione della tecnologia SCAR.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

In aggiunta a quanto riportato per il mercato nazionale, si fa presente che è possibile la realizzazione di filiere produttive, su scala italiana e internazionale, che potranno implicare la realizzazione dei singoli componenti, dell'intero sistema, dell'ingegnerizzazione e dell'ulteriore sviluppo scientifico e tecnologico del prototipo attuale, nonché di aziende operanti nei vari settori citati che potranno incorporare questa tecnologia. I prodotti, in termini di strumenti completi o di servizi, sono sicuramente di interesse di tutti i paesi, specialmente di quelli firmatari degli accordi sull'Ambiente alla Conferenza di Parigi del 2015.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La misura di concentrazione di radiocarbonio è fondamentale per vari tipi di applicazioni. Questa viene fatta da opportuni centri di analisi dotati di macchinari AMS (acceleratori per spettrometria di massa) oppure direttamente dagli utenti finali che si sono dotati di uno strumento capace di soddisfare le loro esigenze (AMS o scintillatori liquidi-LSC). La possibilità di effettuare questo tipo di misura ha fatto sì che l'uso del radiocarbonio sia sempre più diffuso a livello globale, aumentando in maniera esponenziale la richiesta di misure di concentrazione di ^{14}C da parte degli utenti finali.

Il tipo di utente finale è quindi divisibile in due categorie, uno che desidera dotarsi di uno strumento di rivelazione di radiocarbonio per poter fare le misure autonomamente, l'altro che non ha i mezzi per dotarsi di uno strumento e deve usufruire di centri di analisi. La prima categoria necessita di uno strumento che abbia, oltre a caratteristiche di analisi adeguate alla loro esigenza, costi di esercizio bassi, un ingombro relativamente piccolo e facilità di impiego. La seconda categoria ha necessità di risposte in tempi brevi, con costi bassi e possibilmente con vicinanza geografica, per rendere più agevole l'utilizzo dei campioni e la discussione dei risultati.

La stima del bacino potenziale degli utenti finali dello strumento commerciale è di oltre 9000 clienti. Tale stima è stata fatta da un'azienda americana interessata alla commercializzazione della tecnologia SCAR. Le caratteristiche di ^{14}C -SCAR rendono lo strumento ideale per coprire le esigenze dei potenziali utenti finali di svariate tipologie, come ad esempio medie/grosse imprese private, laboratori di ricerca e università.

I potenziali clienti della tecnologia ppqSense sono aziende di grosse dimensioni, come ad esempio le compagnie petrolifere che producono biocarburanti o le aziende leader nel settore della strumentazione scientifica e analitica, interessate alla produzione industriale di questa nuova classe di spettrometri e al nuovo bacino potenziale di applicazioni.

Potenziali utenti finali a livello nazionale di questa tecnologia sono gli attuali utilizzatori dei servizi di misura di concentrazione di radiocarbonio (tipicamente per la datazione di reperti) perché più competitiva rispetto ai centri di analisi ad oggi esistenti basati su grandi installazioni (AMS) con costi elevati e tempi lunghi di misura.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Industrie petrolifere interessate alla produzione e conseguente certificazione di biocarburanti o alle tecniche di segregazione dell'anidride carbonica
- Soggetti pubblici o privati interessati alla verifica delle emissioni in impianti di incenerimento dei rifiuti; al controllo delle emissioni in ambito urbano o industriale
- Aziende interessate allo sviluppo di sistemi di rivelazione di sostanze gassose ad altissima sensibilità
- Aziende legate al settore della Sicurezza
- Soggetti, operanti nel settore Patrimonio Culturale, interessati a sistemi portatili per la datazione di reperti.

Sviluppo della tecnologia

I settori potenzialmente coinvolti nella futura filiera di produzione sono:

- Lavorazioni meccaniche e sistemi per il vuoto
- Aziende per lo sviluppo di apparecchiature elettroniche
- Aziende che sviluppano sistemi laser compatti
- Aziende operanti nel campo dell'ottica, con particolare riguardo alla regione spettrale infrarossa.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Diversi sono gli attori impegnati in tecniche di rilevamento di anidride carbonica. Il CNR rappresenta in questo settore una sicura eccellenza sia per la sua capacità di sviluppare metodologie di analisi sia per le tante attività compiute all'interno dei suoi istituti nel campo della fisica e chimica dell'atmosfera.

BEST PRACTICES

La tecnologia brevettata CNR è un esempio di best practice internazionale su queste tematiche.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Molecular gas sensing below parts per trillion: radiocarbon-dioxide optical detection", Phys. Rev. Lett. 107, 270802 (2011)
- [2] The ν_3 band of $^{14}\text{C}^{16}\text{O}_2$ molecule measured by optical-frequency-comb-assisted cavity ring-down spectroscopy [Invited article]", Mol. Phys. 109, 2267 (2011)
- [3] All-optical radiocarbon dating", Opt. Photon. News 23, 52 (2012)
- [4] Optical detection of radiocarbon dioxide: first results and AMS intercomparison", Radiocarbon 55, 213 (2013)
- [5] Theory of saturated-absorption cavity ring-down: radiocarbon dioxide detection, a case study", J. Opt. Soc. Am. B 32, 2223 (2015)

ENEA

ISBN 978-88-8286-349-4

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)

APPENDICE - Parte 8

I SISTEMI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DAL MARE



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Stima del potenziale energetico associato al moto ondoso in regioni campione della costa italiana

A. Carillo, A. Bargagli, E. Caiaffa, R. Iacono, G. Sannino

Report RdS/2012/170

STIMA DEL POTENZIALE ENERGETICO ASSOCIATO AL MOTO ONDOSO IN REGIONI CAMPIONE DELLA COSTA ITALIANA

A. Carillo, A. Bargagli, E. Caiaffa, R. Iacono, G. Sannino (ENEA)

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine

Responsabile del Progetto: Gianmaria Sannino, ENEA

Indice

Sommario	4
Introduzione	5
Distribuzione dell'energia in funzione di altezza e periodo dell'onda	5
Descrizione del modello SWAN	12
<i>Equazioni di base</i>	12
<i>Interazione con il vento</i>	14
<i>Termine di dissipazione di withecapping</i>	15
<i>Termine dissipativo dovuto all'attrito sul fondo</i>	16
<i>Rottura dell'onda causata dalla diminuzione di profondità</i>	17
<i>Interazione non lineare: schema a 4 onde (DIA)</i>	17
Simulazioni ad alta risoluzione	18
Tecnologie GIS per la valutazione della risorsa energia dal mare	24
Conclusioni	29
<i>Riferimenti bibliografici</i>	30

Sommario

Nel corso dell'attività svolta nella precedente annualità era stata prodotta una mappa del potenziale energetico ricavabile dal moto ondoso per l'intero bacino Mediterraneo. Questi risultati sono stati analizzati con maggior dettaglio nel corso di questa annualità mostrando, per alcuni punti campione, la distribuzione di energia in funzione di periodo e altezza significativi.

Dall'analisi della climatologia, calcolata sul decennio 2001-2010, la costa occidentale della Sardegna e la zona nord-ovest della Sicilia erano risultate le più promettenti dal punto di vista energetico. Un approfondimento dello studio relativo ha quindi comportato la realizzazione di simulazioni modellistiche a più alta risoluzione per queste due zone. Una terza zona analizzata con maggiore dettaglio è quella circostante l'isola di Pantelleria, che, anche se caratterizzata da una energia media inferiore, può risultare interessante per lo sfruttamento di energia ondosa a causa delle particolari difficoltà di approvvigionamento energetico.

Sono quindi state effettuate simulazioni climatologiche per queste tre zone, alla risoluzione spaziale di $1/120^\circ$, corrispondente a distanze inferiori al chilometro. In questo caso le simulazioni sono state realizzate utilizzando il modello SWAN (Simulating WAVes Nearshore) più idoneo alla simulazione in zone caratterizzate da acque poco profonde. Le condizioni laterali sono state ricavate dalle simulazioni effettuate durante l'annualità precedente e sono stati utilizzati come forzanti superficiali gli stessi campi di vento provenienti dal Centro Europeo per le previsioni meteo a medio termine (ECMWF).

Nella presente relazione, dopo una descrizione delle equazioni di base del modello SWAN utilizzato, sono presentate le mappe di potenziale energetico ricavato dal moto ondoso relative ai risultati climatologici per le tre zone.

Introduzione

Il settore delle energie alternative sta subendo nel corso degli ultimi anni una crescita significativa, che riguarda anche l'attività relativa allo sviluppo di tecnologie rivolte allo sfruttamento dell'energia delle onde. L'attività svolta all'interno di questo progetto è dedicata alla stima delle risorse energetiche disponibili nei mari italiani, necessaria alla individuazione dei siti più idonei all'installazione di generatori. Le caratteristiche del clima d'onda sono fondamentali non solo per una stima preliminare dell'energia ricavabile in uno specifico sito, ma anche per la definizione della tecnologia più idonea da utilizzare. La conoscenza delle condizioni d'onda specifiche del sito è necessaria da un lato per la definizione delle condizioni estreme a cui il generatore può essere sottoposto e dall'altro allo scopo di ottimizzare il convertitore di energia rispetto alle condizioni che si presentano con maggiore frequenza.

Differenze anche significative in termini di distribuzione di energia in funzione di altezza significativa e periodo, possono verificarsi anche a distanze minime, dell'ordine delle centinaia di metri, la stima delle risorse disponibili deve quindi essere effettuata a questa risoluzione spaziale.

La Rete Ondametrica Nazionale (RON), costituita da 15 boe distribuite nelle acque circostanti la costa italiana, può essere utile solo ad una analisi preliminare delle aree di studio ed ad una validazione dei dati modellistici ottenuti, ma non fornisce una copertura spaziale adeguata. E' quindi necessario l'utilizzo di dati provenienti da simulazioni modellistiche ad alta risoluzione spaziale.

L'attività svolta nel corso di questa annualità va quindi ad integrare quella svolta nell'annualità precedente nella valutazione del potenziale energetico del moto ondoso attraverso strumenti modellistici. Nel corso dell'annualità precedente è stata realizzata la climatologia delle onde per il mar Mediterraneo, per il periodo 2001-2010, utilizzando il modello WAM (WAVE Model) alla risoluzione spaziale di $1/16^\circ$, pari circa a 7 km. Il modello è stato forzato con dati di vento superficiale prodotti in modo operativo dal Centro Europeo per le Previsioni a Medio Termine (ECMWF). Le simulazioni sono state validate con ottimi risultati tramite il confronto con i dati misurati dalle boe.

Tale attività ha consentito di evidenziare le zone della costa italiana caratterizzate da valori più elevati di potenziale energetico delle onde. Nel corso dell'attività svolta in questa annualità sono state implementate specifiche simulazioni alla risoluzione spaziale di $1/120^\circ$ per tre zone particolarmente significative dal punto di vista energetico. I dati delle simulazioni per l'intero Mediterraneo sono stati utilizzati come condizioni al contorno per la realizzazione delle simulazioni a più alta risoluzione.

La scelta delle zone più idonee allo sfruttamento dell'energia ondosa deve essere effettuato considerando oltre all'energia disponibile, parametri ambientali che possono costituire un ostacolo alla installazione dei dispositivi. A questo scopo i risultati sono stati inseriti all'interno di un sistema GIS (Geographic Information System) in grado di legare tra loro diversi strati informativi.

Distribuzione dell'energia in funzione di altezza e periodo dell'onda

Nella relazione relativa alla precedente annualità era stata presentata la climatologia del moto ondoso per l'intero bacino Mediterraneo. Era stata effettuata una simulazione con il modello WAM alla risoluzione di $1/16^\circ$ per l'intervallo di dieci anni dal 2001 al 2010, forzata con dati di vento provenienti dalle analisi prodotte dal ECMWF. I valori di altezza e direzione delle onde erano stati ampiamente validati rispetto alle boe della Rete Ondametrica Nazionale (RON).

Si riporta in figura 1 la mappa del potenziale energetico medio sul bacino Mediterraneo calcolata sul periodo 2001-2010.

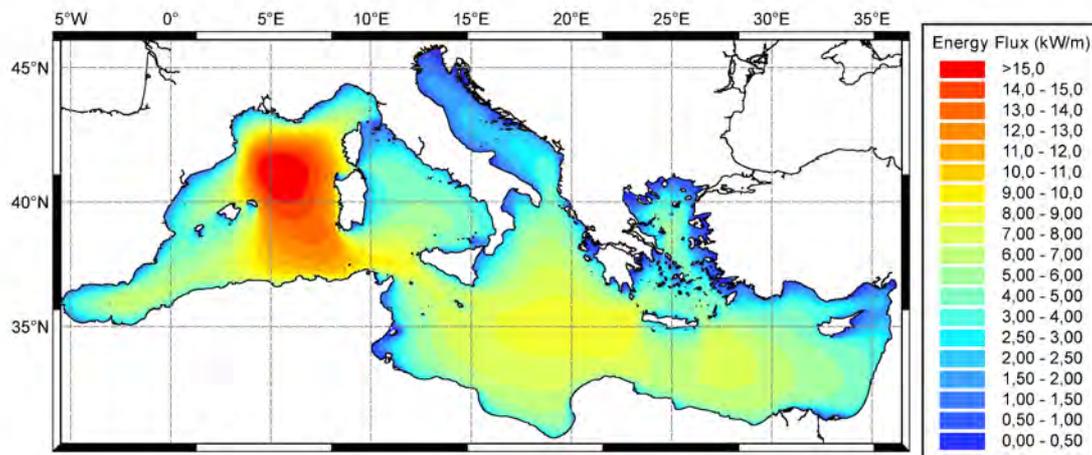


Figura 1 – Distribuzione della potenza media sul periodo 2001-2010, calcolata con il modello WAM alla risoluzione di 1/16°.

La parte occidentale del bacino Mediterraneo risulta essere caratterizzata dai valori più elevati di energia. Nella zona che si estende tra le isole Baleari e la costa della Sardegna vengono raggiunti valori superiori a 15 Kw/m, l'area più energetica si allunga poi verso il canale di Sicilia dove i valori medi restano comunque inferiori a 10 Kw/m. Per quanto riguarda la costa italiana quindi i valori più elevati di potenziale sono ottenuti lungo tutta la costa ovest della Sardegna e la costa sud-ovest della Sicilia. Nelle figure 2 e 3 sono riportate le distribuzioni di potenza media lungo queste due zone lungo una fascia distante 12 km dalla costa.

Una prima fase dell'attività svolta in questa annualità ha riguardato l'approfondimento dello studio dei risultati ottenuti, anche in considerazione del loro utilizzo a scopi ingegneristici. Poiché i WECs (Wave Energy Converter) operano efficacemente su determinati intervalli di altezze d'onda e periodi, lo studio di fattibilità per la produzione di energia dalle onde deve essere effettuato considerando le condizioni di mare più rappresentative in termini di produzione energetica.

La potenza media è un parametro utile per identificare le aree più promettenti per la produzione di energia delle onde, tuttavia, i suoi valori derivano dal contributo di diverse condizioni del mare distribuite su una gamma di altezze d'onda, periodi e direzioni. La potenza delle condizioni del mare più energiche e meno frequenti può facilmente superare di più di un ordine di grandezza i valori osservati in condizioni tipiche. Tuttavia lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso associata agli stati più energici non può essere presa in considerazione in quanto richiede infrastrutture sovradimensionate e l'uso di WECs che probabilmente non sono in grado di funzionare bene in condizioni di mare meno energetiche.

Il flusso di energia disponibile per unità di cresta può essere espresso come:

$$J = \frac{\rho g^2}{64\pi} T_e H_s^2$$

Dove J è il flusso di energia in Watt per metro di cresta d'onda, g è l'accelerazione di gravità, ρ è la densità del mare con valore pari a 1025 kg/m³, H_s è l'altezza significativa delle onde e T_e rappresenta il periodo significativo dell'onda.

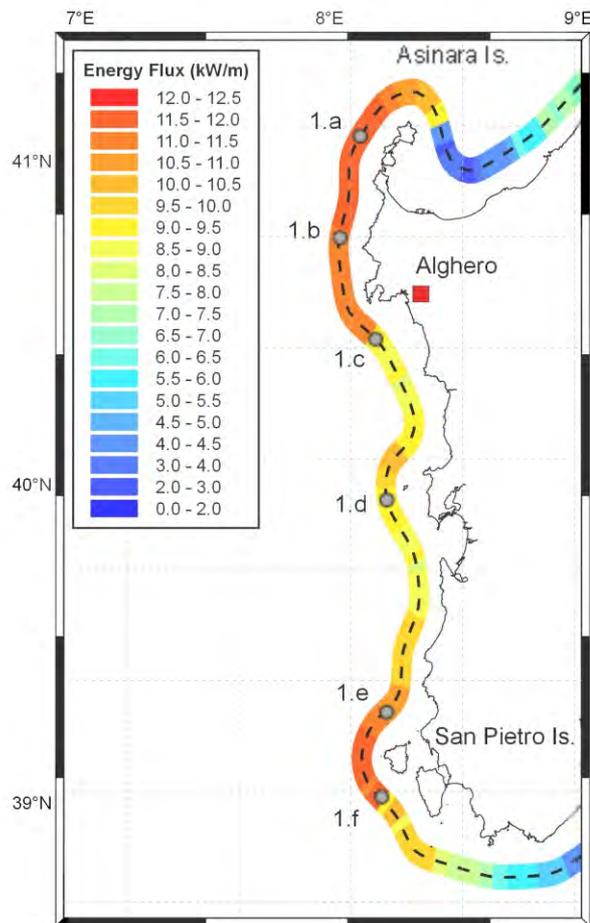


Figura 2 – Distribuzione della potenza media lungo la costa ovest della Sardegna. Valori calcolati alla distanza di 12 km dalla costa. Sono riportate con il numero e la lettera le posizioni dei punti utilizzati in Figura 4.

Le figure 4 e 5 mostrano la distribuzione di potenza d’onda tra altezze d’onda, periodi e direzioni per località selezionate lungo la costa occidentale della Sardegna e la costa nord-occidentale e meridionale della Sicilia. Nel pannello inferiore sinistro delle figure, il grafico di dispersione rappresenta la distribuzione di energia media annua in termini di T_e (periodo significativo) e di H_s (altezza significativa), valutata sul periodo di 10 anni della simulazione. Contributi all’energia totale da parte di singole condizioni di mare sono raggruppati in intervalli di T_e di 0.25s e intervalli di H_s di 0.25m. I contributi alla potenza d’onda da parte delle singole condizioni di mare ottenute in uscita dal modello ogni 3 ore, sono calcolati usando l’equazione precedente. Linee di potenza costante sono disegnate sui grafici di dispersione per evidenziare la variabilità della potenza delle onde. Sui pannelli superiore e destro di ciascuna curva di dispersione, due istogrammi rappresentano la distribuzione dell’energia media annuale del moto ondoso rispettivamente in funzione di T_e e di H_s . Gli intervalli utilizzati in questi istogrammi sono il doppio degli intervalli utilizzati nella dispersione per una migliore rappresentazione grafica. In ogni istogramma una linea rossa rappresenta la percentuale cumulata di energia totale disponibile in funzione di T_e e di H_s i simboli presenti sulla linea cumulata sono posizionati ogni 10° percentile. Nel pannello in alto a destra un diagramma a rosa descrive la distribuzione direzionale di energia media annua in intervalli di 30° di larghezza. Ogni cerchio concentrico rappresenta il 20% del contributo totale di energia.

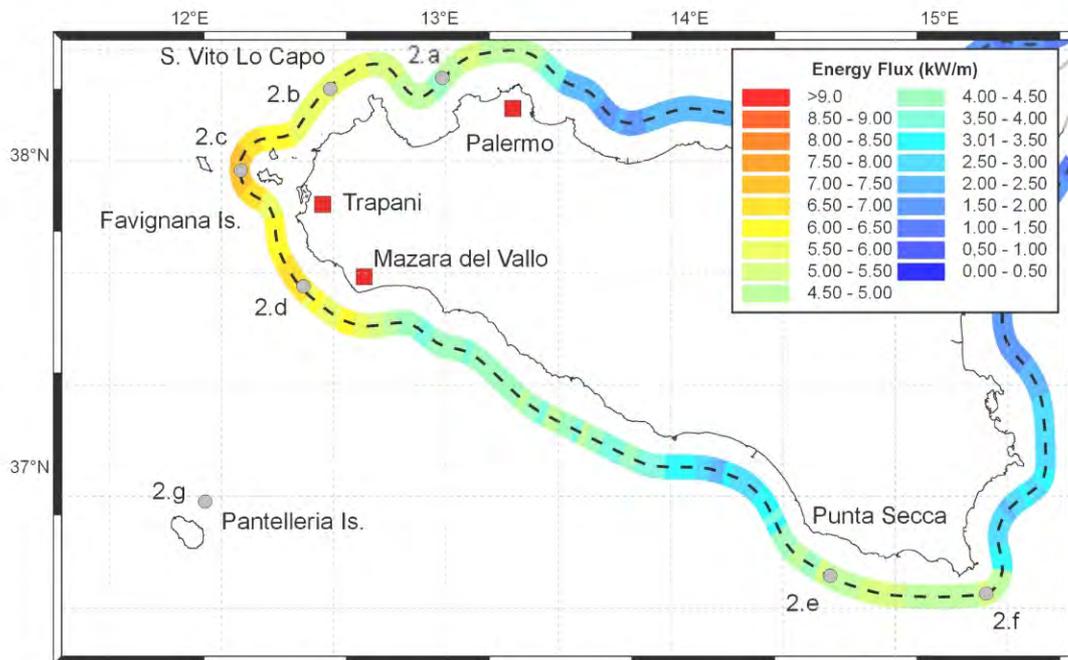


Figura 3 – Distribuzione della potenza media lungo la costa ovest della Sicilia. Valori calcolati alla distanza di 12 km dalla costa. Sono riportate con il numero e la lettera le posizioni dei punti utilizzati in figura 5.

I grafici in figura 4 si riferiscono a punti situati lungo la costa occidentale della Sardegna (vedi figura 2). Una quantità di energia pari a circa il 40% del totale è contenuta rispettivamente in condizioni di mare con altezze d'onda significativa comprese tra 2 a 4 m e periodi significativi tra gli 8 ed i 10 s. I punti 1.a e 1.b, che si trovano nella parte settentrionale della costa, a soli 50 km di distanza, hanno valori simili di flusso di potenza media, superiori a 11 kW/m, e quasi la stessa distribuzione rispetto a T_e e H_s , ma le direzioni prevalenti sono ruotate di quasi 45 gradi. In questi due punti la quantità di energia fornita dalle condizioni di mare con H_s maggiore di 4 m, è circa il 40% del totale, mentre nelle altre località questo contributo si riduce a circa il 30%. Questo si può osservare sia per i punti 1.c e 1.d, che sono molto meno energici con valori inferiori a 10 kW/m, che per i punti 1.e e 1.f che condividono gli stessi livelli di potenza totale dei primi due punti. I punti 1.c e 1.d hanno tra loro lo stesso contenuto energetico, ma diverse distribuzioni direzionali.

La distribuzione di energia del moto ondoso lungo i punti al largo della costa siciliana segue un modello diverso, come mostrato in figura 5. In questo caso i contributi più energetici, che si trovano a valori inferiori di T_e , nell'intervallo tra 6 e 8 s, rappresentano il 50% del totale. Allo stesso modo, il contributo principale all'energia in termini di H_s , pari al 50% del totale, si trova in un intervallo di valori più basso, tra 1.5 e 3.5 m. La distribuzione direzionale dell'energia delle onde ha una componente prevalente W-NW in tutti i punti tranne il punto 2.f dove i valori molto bassi indicano una elevata dispersione angolare. L'energia del moto ondoso nei punti 2.e e 2.f è distribuita in una banda più ristretta di H_s rispetto agli altri punti, con quasi il 70% dell'energia totale nell'intervallo tra 1 e 3.5 m.

Una analisi più dettagliata è stata rivolta oltre che alle zone costiere della Sardegna e della Sicilia, in quanto caratterizzate dai valori più elevati di energia ondosa, anche alla zona circostante l'isola di Pantelleria. In questo caso lo sfruttamento della risorsa energetica derivata dal moto ondoso può risultare vantaggiosa anche a causa della difficoltà dell'approvvigionamento energetico da fonti tradizionali.

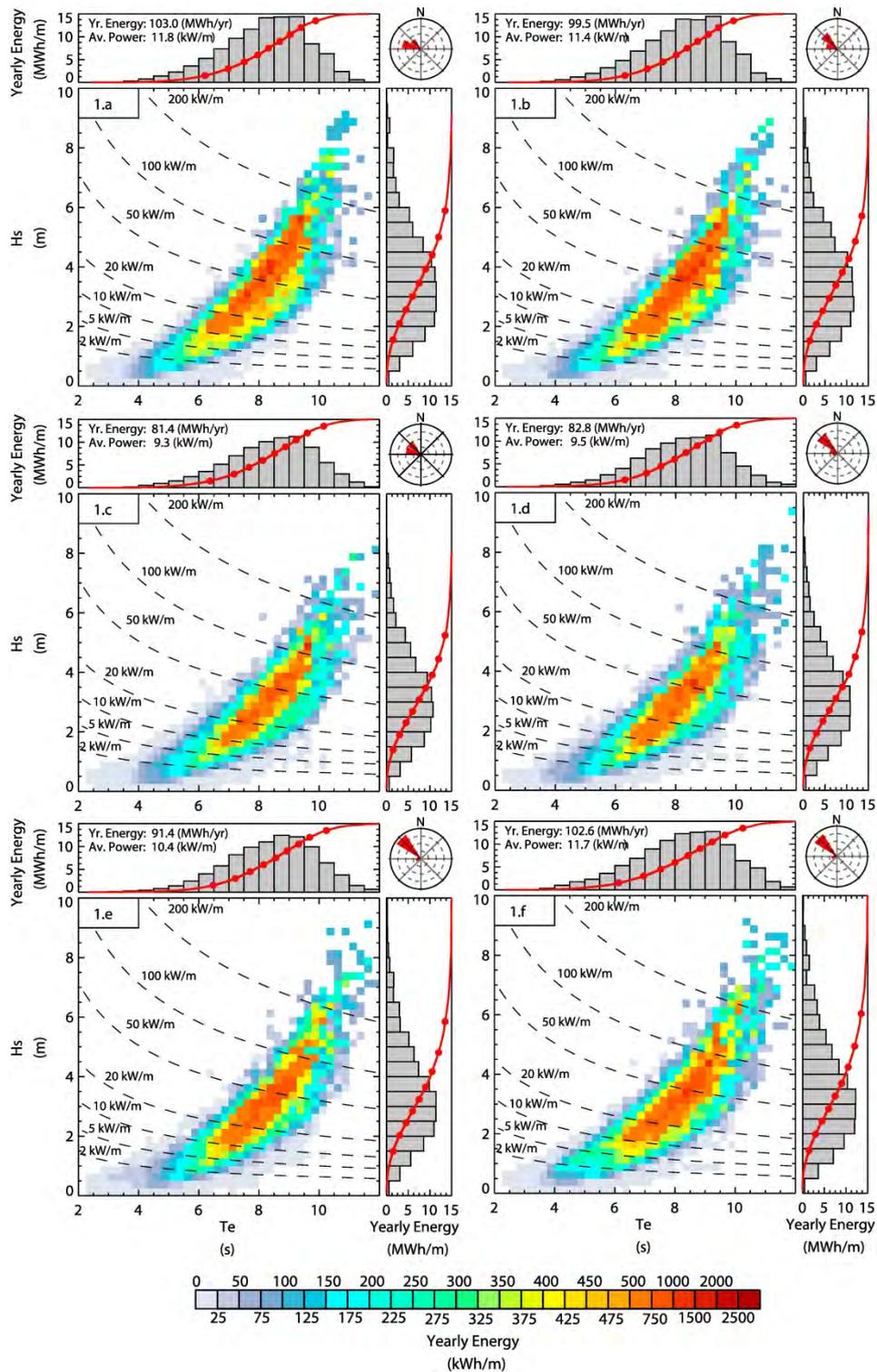


Figura 4 – Distribuzione dell'energia da onda in funzione del periodo significativo e dell'altezza significativa in punti collocati lungo la costa della Sardegna e individuati dalle lettere sulla figura 2.

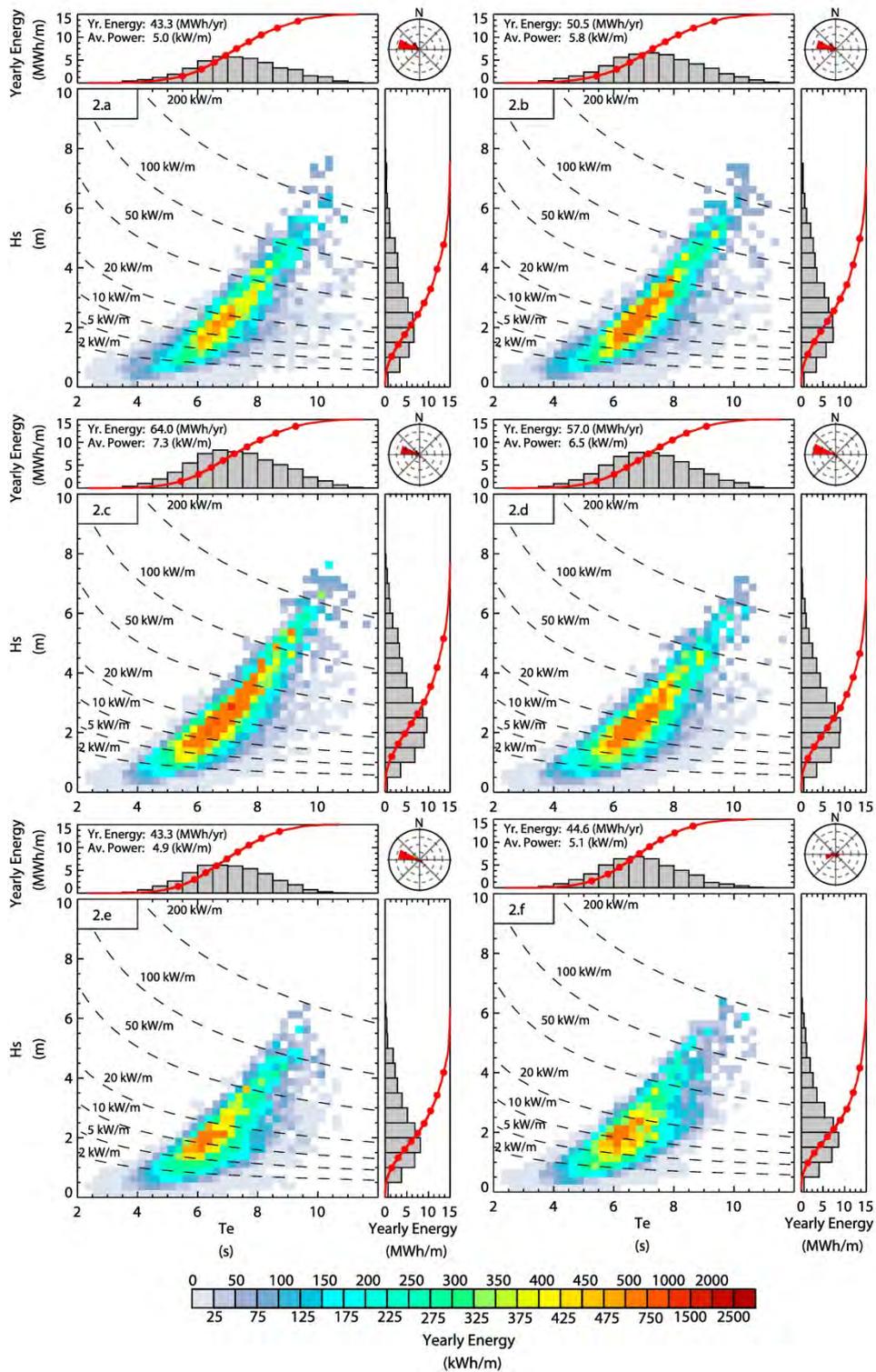


Figura 5 – Distribuzione dell’energia da onda in funzione del periodo significativo e dell’altezza significativa in punti collocati lungo la costa della Sicilia e individuati dalle lettere sulla figura 3.

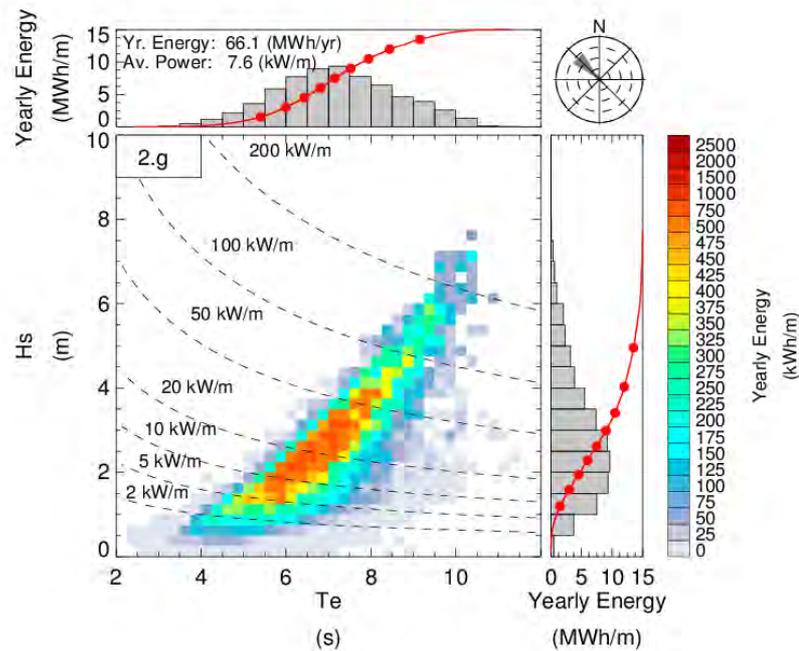


Figura 6 – Distribuzione dell’energia da onda in funzione del periodo significativo e dell’altezza significativa per un punto a nord dell’isola di Pantelleria.

La figura 6 mostra il diagramma di dispersione per un punto che si trova al largo dell’isola di Pantelleria. Il valore di potenza media annuale, pari a 7.6 kW/m, è maggiore rispetto ai valori ottenuti lungo la costa siciliana. La distribuzione è caratterizzata da un contributo significativo delle onde con H_s , fino a 4 m. La principale componente direzionale è quella da NW.

Un altro indicatore interessante per definire se un sito è idoneo all’installazione di convertitori di energia dalle onde è rappresentato dalla distribuzione temporale di energia dell’onda. E’ infatti importante non solo conoscere in anticipo il valore medio dell’energia disponibile ma anche quanto questo valore sia costante nel tempo. Nella relazione relativa all’annualità precedente [1] era stata mostrata la variabilità stagionale dell’energia ondosa nel bacino Mediterraneo, evidenziando i valori più elevati in inverno ed in autunno e le condizioni di energia ridotta nella stagione estiva.

L’ampiezza della fluttuazione inter-annuale può essere stimata attraverso il calcolo di un coefficiente di variazione (COV) definito come:

$$COV = \sigma/\mu$$

dove σ e μ rappresentano rispettivamente la media e la deviazione standard della potenza media annuale. Questo valore misura la variabilità dei dati rispetto alla loro media, quindi un valore pari a zero corrisponde ad una serie temporale di valore costante mentre un valore pari ad 1 indica che la deviazione standard è uguale alla media.

La figura 7 mostra la distribuzione spaziale calcolata sui dati della simulazione di 10 anni (2001-2010) con il modello WAM. Intorno alla penisola italiana si osservano valori in generale intorno a 0.2. Valori più elevati, maggiori di 0.4, si osservano nel Tirreno meridionale. Lungo la costa occidentale della Sardegna e lungo la costa occidentale e meridionale della Sicilia le fluttuazioni inter-annuali non superano 0.25. Anche dal punto di vista della variabilità, si può quindi considerare Sardegna occidentale e Sicilia occidentale e meridionale come i siti della costa italiana più idonei per la produzione di energia dalle onde.

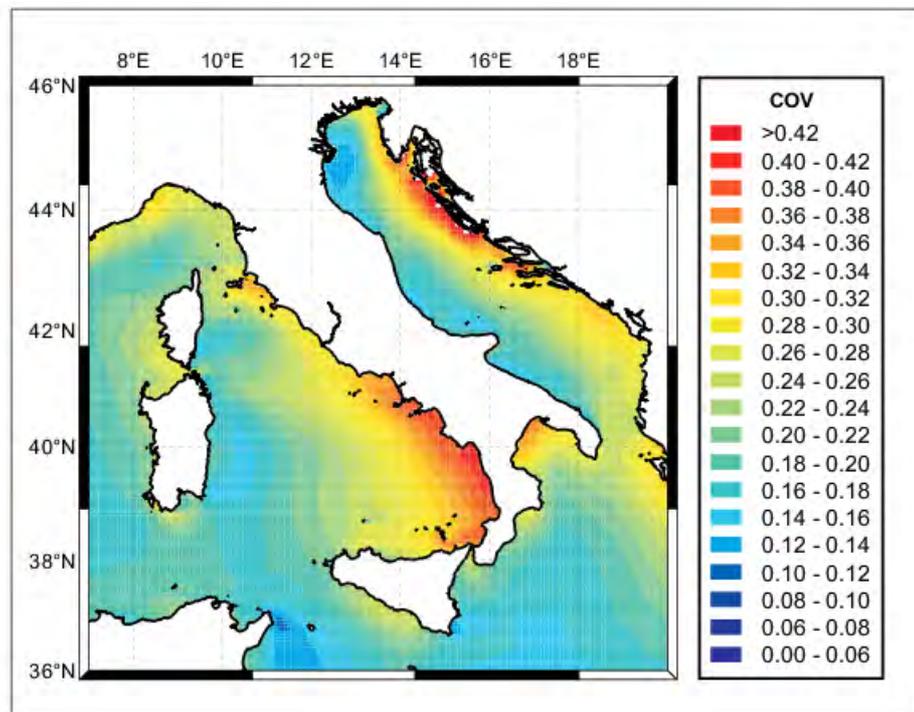


Figura 7 – Distribuzione del coefficiente di variazione del flusso di potenza media annua calcolato per i 10 anni di simulazione 2001-2010.

Descrizione del modello SWAN

Il Modello numerico SWAN è stato sviluppato dalla “Delft University of Technology” in Olanda (<http://www.swan.tudelft.nl>) ed è nato come evoluzione del modello WAM ciclo-3 sviluppato dal WAMDI Group dal 1988 ed operativo da alcuni anni al ECMWF (European Centre for Medium Range Weather Forecast) di Reading.

SWAN (Simulating WAVes Nearshore) è un modello numerico pensato per operare anche vicino alla costa e non solo in acque profonde come WAM.

Equazioni di base

Il vento genera onde irregolari in ampiezza e periodo, comunque le proprietà statistiche della superficie marina quali altezza media, periodo medio e direzione media dell’onda cambiano più lentamente delle effettive strutture dinamiche quali altezza della superficie marina e corrente marina istantanee. E’ possibile pertanto descrivere lo stato del mare in termini delle sopra citate quantità medie e della loro variazione nel tempo e nello spazio. Lo stato del mare è quindi rappresentabile come una sommatoria di vari contributi ondulatori:

$$\eta(t) = \sum_i a_i \cos(\sigma_i t + \alpha_i)$$

Dove η è la elevazione del mare rispetto ad un livello medio, a_i è l'ampiezza dell'onda, σ_i è la frequenza radiante relativa e α_i è la fase del componente ondulatorio i -esimo. Queste quantità medie (a_i, σ_i, α_i) sono a loro volta funzione della posizione geografica e del tempo (ad una scala maggiore del periodo medio) . Nel caso la corrente marina media \vec{u} sia non nulla occorre introdurre la frequenza radiante assoluta:

$$\omega_i = \sigma_i + \vec{k}_i \cdot \vec{u} \quad \text{con } \vec{k}_i \text{ il numero d'onda della componente } i.$$

La relazione tra frequenza relativa e numero d'onda è detta relazione di dispersione e nel caso di approssimazioni lineari questa relazione è: $\sigma^2 = gk \tanh(kd)$ dove "g" è l'accelerazione di gravità e "d" la profondità del mare.

La variabile fondamentale in un modello d'onda come SWAN è lo spettro di "densità di varianza", quantità che è strettamente collegata allo spettro di "densità di energia", infatti:

$$E_{tot} = \frac{1}{2} \rho_w g \langle \eta^2 \rangle$$

dove la densità di varianza $\langle \eta^2 \rangle$ è la funzione di auto-correlazione $C(0)$ dell'elevazione η : $C(\tau) = \langle \eta(t)\eta(t+\tau) \rangle$ cioè $\langle \eta^2 \rangle = C(0) = \int_0^{+\infty} E(f) df$ con $f > 0$ la frequenza in Hertz. A sua volta $E(f)$ è la densità di energia alla frequenza f indipendentemente dalla direzione di propagazione cioè: $E(f) = \int_0^{2\pi} E(f, \theta) d\theta$ con θ indicante l'angolo della direzione perpendicolare alle creste d'onda.

Quindi lo scopo di SWAN è definire e prevedere il campo di $E(f, \theta)$, cioè il valore di densità di varianza (funzione della frequenza e della direzione di propagazione d'onda) in ogni punto di data posizione geografica. A questo scopo utilizzando la teoria lineare delle onde si possono scrivere le seguenti relazioni:

$$\frac{d\vec{x}}{dt} = (c_x, c_y) = \vec{c}_g + \vec{u} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2|\vec{k}|d}{\sinh(2|\vec{k}|d)} \right) \frac{\sigma \vec{k}}{k^2} + \vec{u}$$

$$\frac{d\sigma}{dt} = c_\sigma = c \frac{\partial \sigma}{\partial d} \left(\frac{\partial d}{\partial t} + \vec{u} \cdot \nabla_{\vec{x}} d \right) - c_\sigma \vec{k} \cdot \frac{\partial \vec{u}}{\partial s}$$

$$\frac{d\theta}{dt} = c_\theta = -\frac{1}{k} \left(\frac{\partial \sigma}{\partial d} \frac{\partial d}{\partial m} + \vec{k} \cdot \frac{\partial \vec{u}}{\partial m} \right)$$

Dove \vec{c}_g è la velocità di gruppo ovvero la velocità di propagazione dell'energia d'onda la variabile "s" è la coordinata spaziale lungo la direzione di propagazione del fronte d'onda cioè in direzione θ ed "m" è la coordinata spaziale in direzione perpendicolare ad "s". Inoltre $\vec{k} = (k_x, k_y) = (|\vec{k}| \cos \theta, |\vec{k}| \sin \theta)$ e l'operatore $\frac{d}{dt}$ è così definito: $\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + (\vec{c}_g + \vec{u}) \cdot \nabla_{\vec{x}}$.

La relazione fondamentale che permette di calcolare $E(f, \theta)$ sfrutta la proprietà della "densità di azione" $N = E/\sigma$, cioè l'equazione differenziale che definisce la tendenza dell'azione:

$$\frac{\partial N}{\partial t} + \nabla_{\vec{x}} \cdot [(\vec{c}_g + \vec{u})N] + \frac{\partial c_\sigma N}{\partial \sigma} + \frac{\partial c_\theta N}{\partial \theta} = \frac{S_{tot}}{\sigma} \quad (1)$$

Il termine sulla destra (S_{tot}) rappresenta tutte le possibili sorgenti, ovvero quelle forzanti che contribuiscono a incrementare o dissipare o redistribuire nel dominio spettrale l'azione d'onda, mentre i termini sulla sinistra sono termini avvevivi ed in particolare il 2° termine rappresenta l'effetto della propagazione nel dominio spaziale (la cui velocità di propagazione è la somma della velocità di gruppo e della corrente), il 3° termine rappresenta l'effetto della propagazione nel dominio delle frequenze cioè l'effetto di cambio di frequenza dovuto alla variazione di profondità e di corrente, il quarto termine, cioè la propagazione nel dominio angolare θ , rappresenta la rifrazione delle onde cioè il cambio della direzione di

propagazione del fronte d'onda sempre dovuto alla variazione di profondità e corrente. Quindi i termini c_θ e c_σ sono le velocità di propagazione nel dominio spettrale (σ, θ) .

Introducendo le coordinate sferiche longitudine λ e latitudine φ è possibile definire le nuove velocità c_λ e c_φ :

$$\frac{d\lambda}{dt} = c_\lambda = \frac{1}{R \cos \varphi} \left[\frac{1}{2} \left(1 + \frac{2|\vec{k}|d}{\sinh(2|\vec{k}|d)} \right) \frac{\sigma \vec{k} \cos \theta}{k^2} + u_\lambda \right]$$

$$\frac{d\varphi}{dt} = c_\varphi = \frac{1}{R} \left[\frac{1}{2} \left(1 + \frac{2|\vec{k}|d}{\sinh(2|\vec{k}|d)} \right) \frac{\sigma \vec{k} \sin \theta}{k^2} + u_\varphi \right]$$

Tenendo conto dell'equazione di Clairaut ($R \cos \varphi \cos \theta = costante$) si può riscrivere l'equazione (1) in funzione di latitudine e longitudine:

$$\frac{\partial N}{\partial t} + \frac{\partial c_\lambda N}{\partial \lambda} + \frac{1}{\cos \varphi} \frac{\partial c_\sigma \cos \varphi N}{\partial \varphi} + \frac{\partial c_\sigma N}{\partial \sigma} + \frac{\partial \tilde{c}_\theta N}{\partial \theta} = \frac{S_{tot}}{\sigma} \quad (2)$$

Dove $\tilde{c}_\theta = c_\theta - \frac{c_x \cos \theta + c_y \sin \theta}{R} \cos \theta \tan \varphi$ (questa relazione è valida solo per acque profonde e senza corrente).

Ovviamente il termine forzante S_{tot} è determinante al fine di predire lo sviluppo dell'onda ed è parametrizzato come somma di sei contributi:

$$S_{tot} = S_{in} + S_{nl3} + S_{nl4} + S_{ds,w} + S_{ds,b} + S_{ds,br}$$

Questi termini rappresentano rispettivamente: la crescita dovuta al vento, il trasferimento non lineare di energia (nel dominio spettrale) dovuto ad interazioni di 3 onde (nl3) e di 4 onde (nl4), il decadimento o dissipazione d'onda dovuta al fenomeno del whitecapping ($d_{s,w}$), ovvero la rottura della cresta d'onda, l'attrito sul fondo ($d_{s,b}$) e la rottura dell'onda indotta dal cambio di profondità ($d_{s,br}$).

Interazione con il vento

Il campo di vento sopra la superficie del mare è associato ad una onda di pressione che si propaga nella direzione e con la velocità del vento, quando questa onda di pressione entra in fase con il campo d'onda marino, produce un accoppiamento di risonanza che trasferisce l'energia del vento all'onda. Questo trasferimento è tanto più efficiente quanto maggiore è l'ampiezza d'onda, pertanto il termine S_{in} è parametrizzato con un contributo di crescita lineare "A" ed uno detto di crescita esponenziale "B": $S_{in}(\sigma, \theta) = A + B E(\sigma, \theta)$ dove sia il coefficiente lineare A che quello esponenziale B dipendono da ampiezza e direzione del vento.

Le parametrizzazioni di questo tipo usano la "friction velocity" U_* mentre SWAN utilizza il vento a 10 m (U_{10}) e la relazione tra questi ($U_* = C_D U_{10}^2$) usa il coefficiente di drag C_D definito 1.2875×10^{-3} per venti inferiori a 7,5 m/s mentre per venti superiori $C_D = (0.6 + 0.065 U_{10}) 10^{-3}$.

Il coefficiente A di crescita lineare è espresso secondo [2] con l'aggiunta di un filtro H introdotto da Tolman per eliminare la crescita alle basse frequenze, definendo le quantità $C_0 = \cos(\theta - \theta_{wind})$ e $C_1 = \max\{0, C_0\}$:

$$A = \frac{0.0015}{2\pi g^2} H [U_* C_1]^4 \quad \text{con il filtro } H = e^{-\left(\frac{\sigma}{\sigma_{PM}^*}\right)^{-4}}; \quad \sigma_{PM}^* = \frac{0.13g}{28U_*} 2\pi$$

Dove σ_{PM}^* è la frequenza di picco quando lo stato del mare è pienamente sviluppato.

Per quanto riguarda la parametrizzazione del coefficiente di crescita esponenziale B , in SWAN, sono disponibili due formulazioni la prima è dovuta a Komen [3] che utilizza la quantità \mathbf{Y} ($\mathbf{Y} = \frac{U_*}{C_{ph}}$ dove C_{ph} è la velocità di fase), quindi il coefficiente di crescita esponenziale è così definito da Komen:

$$B = \sigma 0.25 \frac{\rho_a}{\rho_w} \max\{0, [28 \mathbf{Y} C_0 - 1]\}$$

La seconda formulazione di B è dovuta a Janssen [4,5]:

$$B = \sigma \beta \frac{\rho_a}{\rho_w} [\mathbf{Y} C_1]^2 \quad \text{con: } \beta = \frac{1.2}{\mathcal{K}^2} \Lambda (\ln \Lambda)^4; \Lambda \leq 1; \Lambda = \frac{g z_e}{C_{ph}^2} e^r; r = \frac{\mathcal{K} C_{ph}}{U_* \cos(\theta - \theta_{wind})}$$

Dove $\mathcal{K} = 0.41$ è la costante di Von Karman e Z_e la “rugosità superficiale effettiva”, nel caso che $\Lambda > 1$ la costante di Miles β è posta uguale a 0.

Janssen assume che il profilo di vento sia: $U(z) = \frac{U_*}{\mathcal{K}} \ln \left[\frac{z+Z_e-z_0}{z_e} \right]$

con z_0 la “lunghezza di rugosità” che, a sua volta, è formulata tramite la “rugosità superficiale effettiva” Z_e e lo “stress superficiale totale” τ :

$$Z_e = \frac{z_0}{\sqrt{1 - \frac{|\bar{\tau}_w|}{|\bar{\tau}|}}} ; z_0 = \hat{\alpha} \frac{U_*^2}{g}$$

dove τ è funzione di U_* : $\vec{\tau} = \rho_a |\vec{U}_*| \vec{U}_*$; infine il wave-stress τ_w dipende dall’integrale totale dell’energia d’onda: $\vec{\tau}_w = \rho_w \int_0^{2\pi} \int_0^\infty \sigma B E(\sigma, \theta) \frac{\vec{k}}{k} d\sigma d\theta$.

In questa formulazione di Janssen quindi la “friction velocity” U_* è formulata in funzione di U_{10} e delle sopra scritte relazioni cioè

$$U_* = \frac{\mathcal{K} U(10.)}{\ln \left[\frac{10.+z_e-z_0}{z_e} \right]}$$

occorre quindi una procedura iterativa che è quella di Mastenbroek [6].

Una ulteriore parametrizzazione di questo termine sorgente dovuto al vento è derivata da Yan (utilizzata in SWAN abbinata alla parametrizzazione withecapping di Van Der Westhuysen [7]) ed è simile a quella di Komen solo che dipende anche da un valore quadratico di $\mathbf{Y} = \frac{U_*}{C_{ph}}$:

$$B = \sigma \frac{\rho_a}{\rho_w} \{D\mathbf{Y}^2 C_0 + E\mathbf{Y} C_0 + F C_0 + H\} \quad \text{definendo cioè un } \beta_{fit} = D\mathbf{Y}^2 C_0 + E\mathbf{Y} C_0 + F C_0 + H$$

In SWAN questi parametri sono ottimizzati con i seguenti valori: $D=0.04$, $E=0.00552$, $F = 5.2 \times 10^{-5}$, $H = 3.02 \times 10^{-4}$.

Termine di dissipazione di withecapping

Il processo di withecapping è formulato in funzione del numero d’onda medio \tilde{k} e della pendenza d’onda globale \tilde{S} :

$$S_{ds,w} = \Gamma \tilde{\sigma} \frac{k}{\tilde{k}} E(\sigma, \theta)$$

Dove i termini $\tilde{\sigma}$ e \tilde{k} rappresentano frequenza e numero d’onda medi, la dipendenza dalla pendenza d’onda è nella formulazione del parametro $\Gamma = C_{ds} \left[(1 - \delta) + \delta \frac{k}{\tilde{k}} \right] \left(\frac{\tilde{S}}{\tilde{S}_{PM}} \right)^p$

Dove la pendenza d'onda globale è così definita: $\tilde{S} = \tilde{k}\sqrt{E_{tot}}$, mentre p , C_{ds} e δ sono coefficienti da regolare empiricamente, il valore di \tilde{S} nel caso dello spettro di Pierson-Moskowitz è $\tilde{S}_{PM} = \sqrt{0.00302}$ [8].

Il numero medio d'onda e di frequenza sono così definiti in SWAN: $\tilde{\sigma} = E_{tot} / \int_0^{2\pi} \int_0^\infty \frac{1}{\sigma} E(\sigma, \theta) d\sigma d\theta$;

$$\tilde{k} = \left(E_{tot} / \int_0^{2\pi} \int_0^\infty \frac{1}{\sqrt{k}} E(\sigma, \theta) d\sigma d\theta \right)^2 \quad \text{e} \quad E_{tot} = \int_0^{2\pi} \int_0^\infty E(\sigma, \theta) d\sigma d\theta.$$

La formulazione di Komen per il vento, definita precedentemente, corrisponde alla formulazione di WAM-Cycle 3 e in essa vengono usati i seguenti parametri: $C_{ds} = 2.36 \times 10^{-5}$, $\delta = 0$ e $p=4$; mentre la formulazione di Janssen, corrispondente al Cycle 4 di WAM, usa $C_{ds} = 4.1 \times 10^{-5}$, $\delta = 0.5$ e $p=4$.

Una formulazione completamente alternativa è quella dovuta a Van Der Westhuysen [7], nella quale non si considera la dipendenza dai parametri usati sopra (numero d'onda e pendenza d'onda medi) ma si tiene conto dell'apparente correlazione tra pacchetti d'onda e dissipazione di tipo withecapping. In particolare la "saturazione azimutale spettrale integrata" $B(\mathbf{k}) = \int_0^{2\pi} c_g \mathbf{k}^3 E(\sigma, \theta) d\theta$ è correlata positivamente con il withecapping. Alle frequenze in cui $B(\mathbf{k})$ supera un valore di soglia $B_r = 0.00175$ si ha la rottura dell'onda, pertanto la funzione $\ddot{B}(\mathbf{k}) = \sqrt{B(\mathbf{k})/B_r}$ diventa un fattore critico per valori di $\ddot{B}(\mathbf{k}) > 1$, cioè quando c'è la rottura dell'onda.

Tramite questo fattore è costruita una funzione $F\{\ddot{B}(\mathbf{k})\} = \tanh[10(\ddot{B}(\mathbf{k}) - 1)]$ che transita rapidamente tra -1 e +1 vicino al valore critico di $\ddot{B}(\mathbf{k}) = 1$. Pertanto tramite questa funzione sono parametrizzati sia l'esponente "p" che il fattore " $f_{br}(\mathbf{k})$ " che sono utilizzati per descrivere il termine di sorgente dissipativo $S_{ds,w}$ composto da due quantità una che valuta il contributo dissipativo in caso di rottura dell'onda (break) l'altro quando non c'è rottura (non-break) e il fattore che combina queste due quantità è $f_{br}(\mathbf{k})$ che dipende direttamente dalla funzione $F\{\ddot{B}(\mathbf{k})\}$: $f_{br}(\mathbf{k}) = \frac{1}{2}(1 + F\{\ddot{B}(\mathbf{k})\})$ ed in modo analogo l'esponente p: $p = p_0 \frac{1}{2}(1 + F\{\ddot{B}(\mathbf{k})\})$

$$S_{ds,w}(\sigma, \theta) = f_{br}(\mathbf{k}) S_{ds,break}(\sigma, \theta) + (1 - f_{br}(\mathbf{k})) S_{ds,non-break}(\sigma, \theta)$$

$$S_{ds,break}(\sigma, \theta) = -C'_{ds} (\ddot{B}(\mathbf{k}))^p \sqrt{gk} (\tanh(kd))^{(2-p_0)/4} E(\sigma, \theta)$$

$$S_{ds,non-break}(\sigma, \theta) = C_{ds} \left[(1 - \delta) + \delta \frac{k}{\tilde{k}} \right] \left(\frac{\tilde{S}}{\tilde{S}_{PM}} \right)^{p_1} \tilde{\sigma} \frac{k}{\tilde{k}} E(\sigma, \theta)$$

cioè la componente non-break è uguale alla precedente parametrizzazione della dissipazione di withecapping.

In SWAN sono usati i seguenti valori dei parametri: $C'_{ds} = 5 \times 10^{-5}$ mentre p_0 è posto uguale a 4 per valori di $\mathbf{Y} = \frac{U_*}{c_{ph}} > 0.1$ e $p_0=2$ per $\frac{U_*}{c_{ph}} < 0.1$ (c_{ph} = velocità di fase = $\sqrt{g \tanh(kd)/k}$).

La parametrizzazione di Van Der Westhuysen è utilizzata in abbinamento alla parametrizzazione del vento di Yan.

Termine dissipativo dovuto all'attrito sul fondo

Il termine dissipativo $S_{ds,b}$ dovuto all'attrito sul fondo è parametrizzato in SWAN da un lavoro di Hasselmann nel Joint North Sea Wave Project (JONSWAP) [9]:

$$S_{ds,b} = -C_b \left(\frac{\sigma}{g \sinh(kd)} \right)^2 E(\sigma, \theta) \quad \text{con} \quad C_b = C_{JON} = 0.038 \text{m}^2 \text{s}^{-3} \text{ (oppure } 0.067 \text{m}^2 \text{s}^{-3}$$

secondo Komen). Collins deriva una formulazione per il coefficiente C_b : $C_b = C_f g U_{rms}$ (con $C_f = 0.0015$) che è funzione del movimento orbitale U_{rms} rappresentato da:

$$U_{rms}^2 = 2 \int_0^{2\pi} \int_0^\infty \left(\frac{\sigma}{g \sinh(kd)} \right)^2 E(\sigma, \theta) d\sigma d\theta$$

Madsen con una formulazione simile per $S_{ds,b}$ usa anche un coefficiente di attrito superficiale simile $C_b = f_w \frac{g}{\sqrt{2}} U_{rms}$ ma il fattore f_w è ulteriormente parametrizzato in funzione della “lunghezza di scala dovuta all’attrito” K_N e dell’ “escursione di ampiezza vicino al fondo” a_b (per valori $\frac{a_b}{K_N} < 1.57$ si ha $f_w = 0.3$): $\frac{10^{1/4} \sqrt{f_w}}{4 \sqrt{f_w}} = \frac{a_b}{K_N} 10^{m_f}$ con $m_f = -0.08$.

Rottura dell’onda causata dalla diminuzione di profondità

La quantità di energia dissipata tramite rottura dell’onda in caso di variazione della profondità è parametrizzata ricorrendo alla “frazione di rottura”: Q_{br} . Questa quantità è formulata in funzione dell’altezza massima di onda verificabile ad una data profondità H_{max} :

$$\frac{1 - Q_{br}}{\ln(Q_{br})} = -8 \frac{E_{tot}}{H_{max}^2}$$

Tramite Q_{br} è possibile calcolare il tasso di dissipazione di energia per unità di superficie D_{tot} dovuto alla rottura dell’onda per effetto della diminuzione di profondità del mare:

$$D_{tot} = \alpha_{BJ} Q_{br} \tilde{\sigma} \frac{H_{max}^2}{8\pi}$$

Dove $\alpha_{BJ} = 1$ e la relazione è presa da un lavoro di Battjes e Janssen [10]. Mediante D_{tot} è infine possibile definire il termine dissipativo di rottura dell’onda dovuto alla diminuzione di profondità $S_{ds,br}$

$$S_{ds,br} = \frac{D_{tot}}{E_{tot}} E(\sigma, \theta)$$

L’altezza massima d’onda H_{max} è calcolata in funzione della profondità d secondo la semplice relazione $H_{max} = \gamma d$, dove il coefficiente γ varia a secondo del tipo di batimetria tra 0.6 e 1.59 con un valore medio di 0.79.

Thornton e Guza [11] proposero una differente formulazione della energia per unità di superficie D_{tot} che, nel loro lavoro, dipende dalla “densità di probabilità di rottura d’onda” $p_b(H)$ che è il prodotto della “frazione di rottura”: Q_{br} per la “probabilità di altezza d’onda di Rayleigh” $p(H)$: $p_b(H) = Q_{br} p(H) = Q_{br} \frac{2H}{H_{rms}^2} e^{-(H/H_{rms})^2}$ ma anche Q_{br} è formulata diversamente: $Q_{br} = \left(\frac{H_{rms}}{\varepsilon d}\right)^n$ dove ε è l’indice di rottura e $n=4$. Con questi parametri, Thornton e Guza introducendo un altro coefficiente di proporzionalità B , formulano così il “tasso di dissipazione di energia per unità di superficie”: $D_{tot} = \frac{B^3 \tilde{\sigma}}{8\pi d} \int_0^\infty H^3 p_b(H) dH = \frac{3B^3 \tilde{\sigma}}{32\sqrt{\pi} d} Q_{br} H_{rms}^3$ facilmente riconducibile ad una differente parametrizzazione del termine dissipativo $S_{ds,br}$.

Interazione non lineare: schema a 4 onde (DIA)

L’interazione non lineare tra onde è stata studiata da Hasselmann e prevede che esista una interazione tra pacchetti composti da 4 onde con frequenze e numeri d’onda tali che verifichino le relazioni:

$$\sigma_1 + \sigma_2 = \sigma_3 + \sigma_4 \text{ e } \vec{k}_1 + \vec{k}_2 = \vec{k}_3 + \vec{k}_4.$$

In questo caso l’intensità di tale interazione è prescritta dall’integrale di Boltzmann che determina la tendenza della densità di azione N_1 alla frequenza σ_1 :

$$\frac{\partial N_1}{\partial t} = \iiint \ddot{\delta} G(\vec{k}_1, \vec{k}_2, \vec{k}_3, \vec{k}_4) (N_1 N_2 (N_3 + N_4) - N_3 N_4 (N_1 + N_2)) d\vec{k}_2 d\vec{k}_3 d\vec{k}_4$$

Con $\ddot{\delta} = \delta(\vec{k}_1 + \vec{k}_2 - \vec{k}_3 - \vec{k}_4) \cdot \delta(\sigma_1 + \sigma_2 - \sigma_3 - \sigma_4)$ tale da garantire tramite le funzioni delta “ $\delta()$ ” il rispetto dei vincoli tra numeri d’onda e frequenze (relazioni **3a**), mentre G è un complicato coefficiente di accoppiamento funzione dei 4 vettori numero d’onda $\vec{k}_1, \vec{k}_2, \vec{k}_3, \vec{k}_4$.

Il calcolo diretto dell’integrale di Boltzmann è realizzabile solo ad un costo computazionale non proponibile, pertanto Hasselmann propose una approssimazione chiamata DIA (Discrete Interaction Approximation) che, supposte certe condizioni di simmetria, mantiene alcune caratteristiche della soluzione completa, quali il lento spostamento della frequenza di picco verso le frequenze inferiori e la stabilizzazione dello forma dello spettro.

La DIA presuppone che il quadrupletto di onde che interagiscono abbiano uguali due frequenze ($\sigma_1 = \sigma_2$) e i relativi numeri d’onda coincidenti ($\vec{k}_1 = \vec{k}_2$), mentre le altre due frequenze seguono la relazione:

$$\sigma_3 = \sigma_+ = \sigma_1(1 + a); \quad \sigma_4 = \sigma_- = \sigma_1(1 - a)$$

con $a=0.25$ in SWAN.

Queste condizioni, insieme a quelle più generali **(3a)** e alla relazione di dispersione, determinano anche i valori dei vettori numero d’onda \vec{k}_3, \vec{k}_4 che risultano in due soluzioni consistenti in:

- 1) \vec{k}_3 orientato a -11.48° rispetto a \vec{k}_1 associato a \vec{k}_4 orientato a $+33.56^\circ$, sempre rispetto a \vec{k}_1

Oppure la coppia speculare costituita dalle onde con:

- 2) \vec{k}_3 orientato a $+11.48^\circ$ associato con \vec{k}_4 orientato a -33.56° , sempre rispetto a \vec{k}_1 .

Con queste approssimazioni l’integrale di Boltzmann è semplificabile nelle seguenti formulazioni dei termini sorgente che parametrizzano l’effetto dell’interazione non lineare alla frequenza σ_1 e alle frequenze con essa interagenti (σ_+, σ_-):

$$\begin{pmatrix} S_{nl4} \\ S_{nl4+} \\ S_{nl4-} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \frac{C_{nl4}}{g^4} \sigma \left[E^2 \left(\frac{E_+}{(1+a)^4} + \frac{E_-}{(1-a)^4} \right) - 2E \frac{E_+ E_-}{(1-a^2)^4} \right]$$

Dove $E = E(\sigma, k)$; $E_+ = E(\sigma_+, k_3)$; $E_- = E(\sigma_-, k_4)$ in SWAN il coefficiente $C_{nl4} = 3 \cdot 10^7$

Nell’implementazione numerica il valore E alla frequenza σ che deve essere risolta numericamente per il tempo successivo, necessita dei valori al tempo attuale di E_+ e E_- alle frequenze σ_+, σ_- che saranno ottenute per interpolazione tra le frequenze risolte più vicine.

Simulazioni ad alta risoluzione

Come detto in precedenza, sono state identificate tre aree nel bacino Mediterraneo più interessanti dal punto di vista dell’energia dal mare. Per queste zone sono state effettuate simulazioni ad alta risoluzione spaziale. Le condizioni al contorno sono state ricavate dalla simulazione per l’intero bacino Mediterraneo effettuata con WAM, memorizzate alla risoluzione temporale di 3 ore.

Le simulazioni sono state effettuate utilizzando una discretizzazione dello spettro in 32 livelli di frequenza a partire da 0.06 Hz e 36 direzioni angolari. Per consistenza con la simulazione dell’intero Mediterraneo, anche in questo caso il modello è stato forzato in superficie con i campi di analisi del vento a 10 m, prodotti alla frequenza di 6 ore dal ECMWF alla risoluzione di $\frac{1}{4}^\circ$.

Nelle figure 8 e 9 sono riportati i domini di calcolo per i modelli ad alta risoluzione e la batimetria utilizzata, ricavata dalla Carta Batimetrica degli Oceani (GEBCO) alla risoluzione di 30 arco-secondi [12]. Si può notare che la parte di mare a ovest della Sicilia e circostante le isole Egadi è caratterizzata da ampie zone con profondità inferiori a 100 m. Valori dello stesso ordine si trovano nella zona nord della Sardegna nel Golfo dell’Asinara, e lungo tutta la fascia costiera. Per quanto riguarda invece l’isola di Pantelleria, le profondità nella zona nord-ovest raggiungono nel giro di pochi chilometri valori superiori ai 400 m.

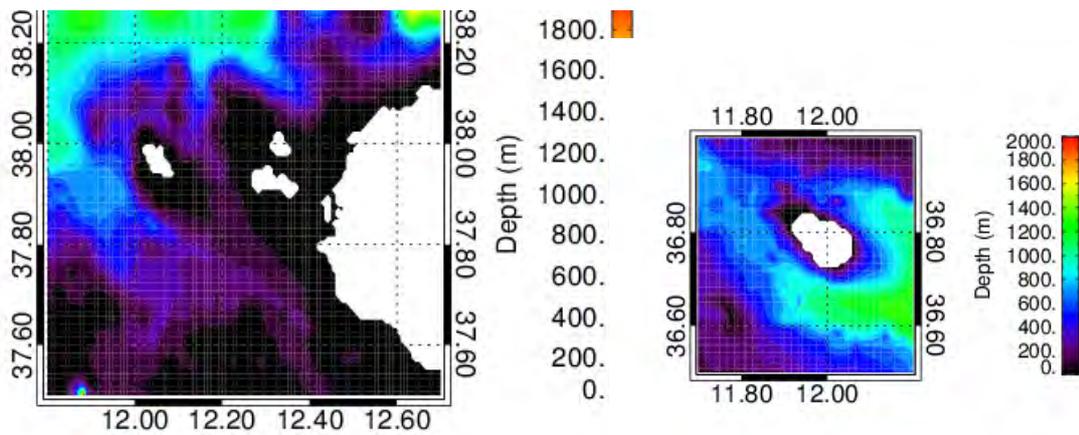


Figura 8 – Batimetria della dominio ad alta risoluzione ($1/120^\circ$) per la zona nord-occidentale della Sicilia e per l'isola di Pantelleria.

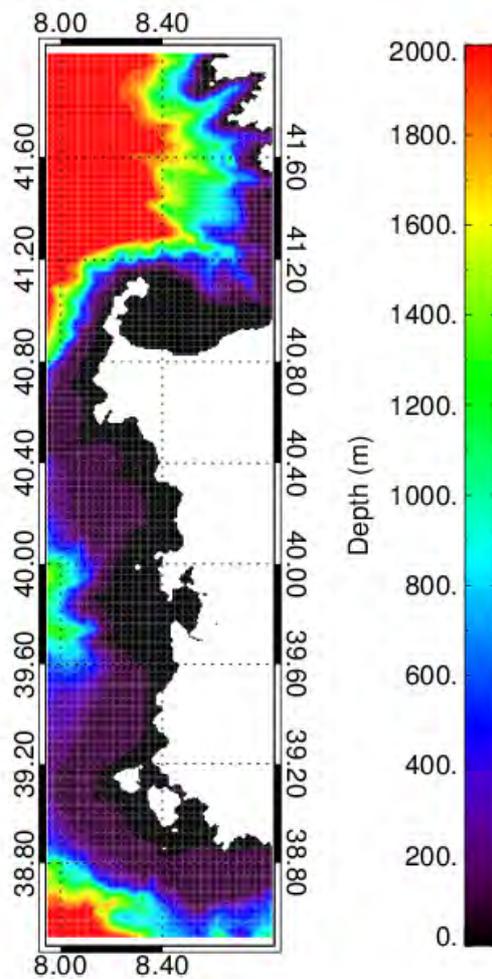


Figura 9 – Batimetria del dominio ad alta risoluzione ($1/120^\circ$) per la zona occidentale della Sardegna.

Per la simulazione ad alta risoluzione della Sardegna è stato adottato un dominio di calcolo particolarmente esteso latitudinalmente, che include tutta la costa occidentale dell'isola e raggiunge a nord la latitudine di 42°. Questa scelta è stata fatta per inserire all'interno del dominio una zona caratterizzata da un forzante di vento particolarmente intenso.

Dall'analisi della batimetria esposta in precedenza, si è deciso di utilizzare il dominio relativo all'isola di Pantelleria per evidenziare il solo effetto della risoluzione spaziale tramite il confronto tra la climatologia realizzata con il codice WAM alle due diverse risoluzioni di 1/16° e di 1/120°. In figura 10 è mostrato il confronto tra le due simulazioni relativo all'energia media calcolata nel periodo 2001-2010. Le due mappe risultano uguali negli aspetti generali; la maggior parte dell'energia raggiunge l'isola di Pantelleria provenendo dal canale di Sicilia, i valori più elevati vengono quindi raggiunti nella zona nord. La schermatura fornita dall'isola risulta molto meglio definita nella simulazione a 1/120°.

Nella figura sono indicate anche le posizioni di due punti: (a) vicino alla costa e (b) a circa 10 Km al largo in direzione NW. Per questi punti nelle figure 11 e 12 è riportata la distribuzione dell'energia media annua in funzione del periodo T_e e dell'altezza significativa H_s . In entrambi la direzione principale di provenienza è NW ma la distribuzione direzionale è più concentrata vicino costa (80%) che nel punto al largo (60%). L'energia media annua si riduce di più del 20% verso costa, passando da 6.7 kW/m a 5.2 kW/m tra i due punti. La distribuzione di energia è simile ma con un leggero aumento vicino costa della frazione degli stati d'onda con periodo alto e bassa altezza significativa. Per la simulazione a più bassa risoluzione un solo punto di griglia rappresenta entrambe le posizioni ed assume un valore analogo a quello del punto al largo.

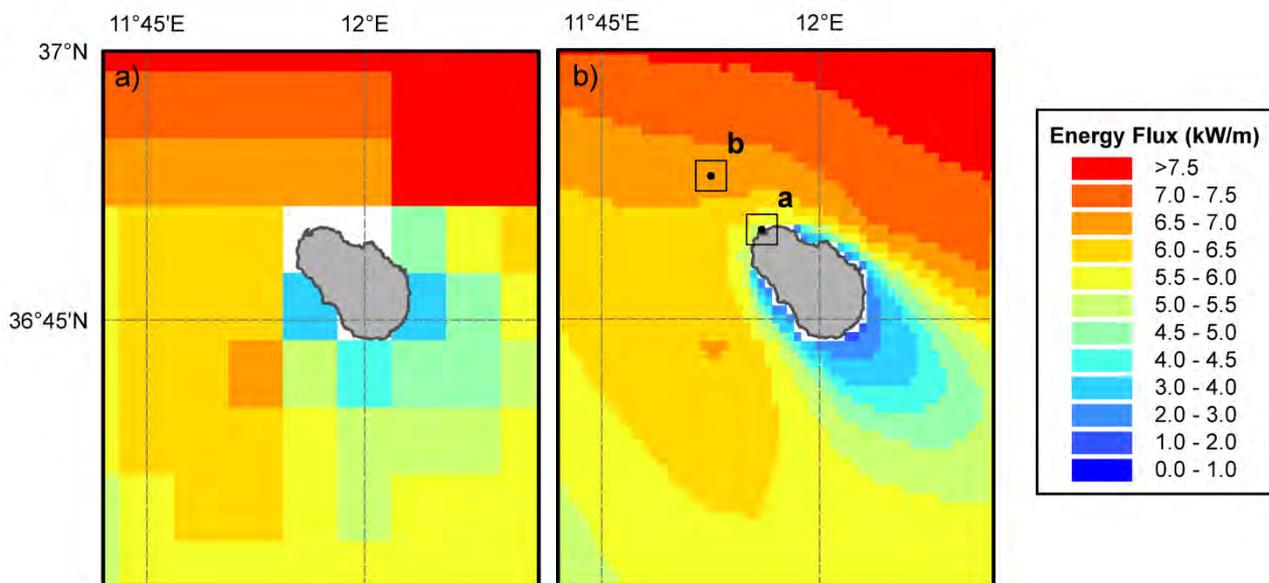


Figura 10 – Distribuzione dell'energia media intorno all'isola di Pantelleria. Confronto tra il risultato ottenuto con il modello WAM ad 1/16° ed ad 1/120°. Con (a) e (b) sono indicati i punti per cui è riportata la distribuzione di energia nelle Figure 11 e 12.

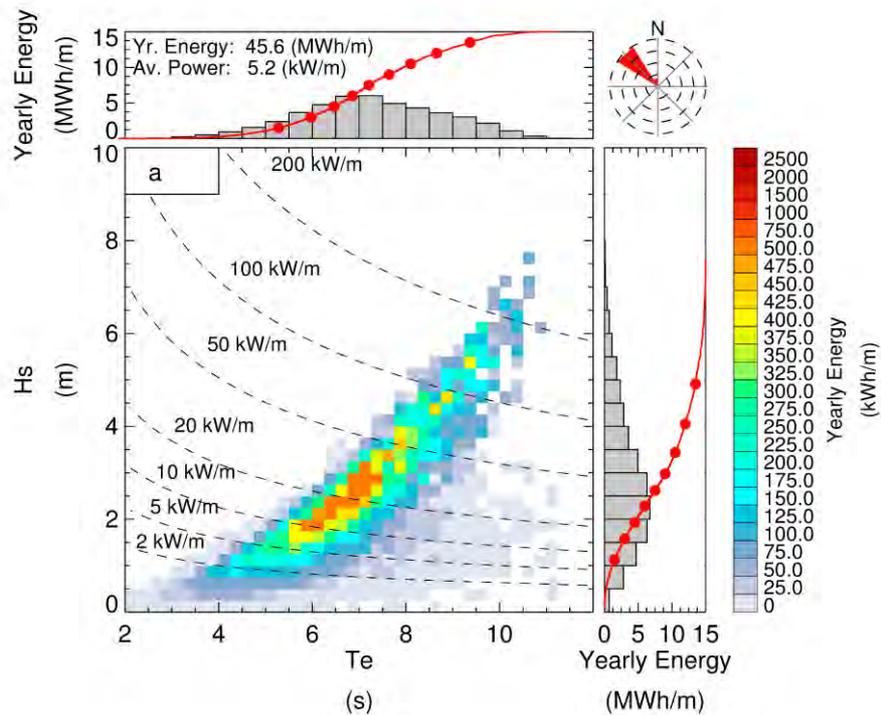


Figura 11 – Energia media annua in funzione del periodo T_e e dell'altezza significativa H_s per il punto (a) in prossimità dell'isola di Pantelleria. Media sul periodo 2001-2010 relativa alla simulazione alla risoluzione di $1/120^\circ$ con il modello WAM.

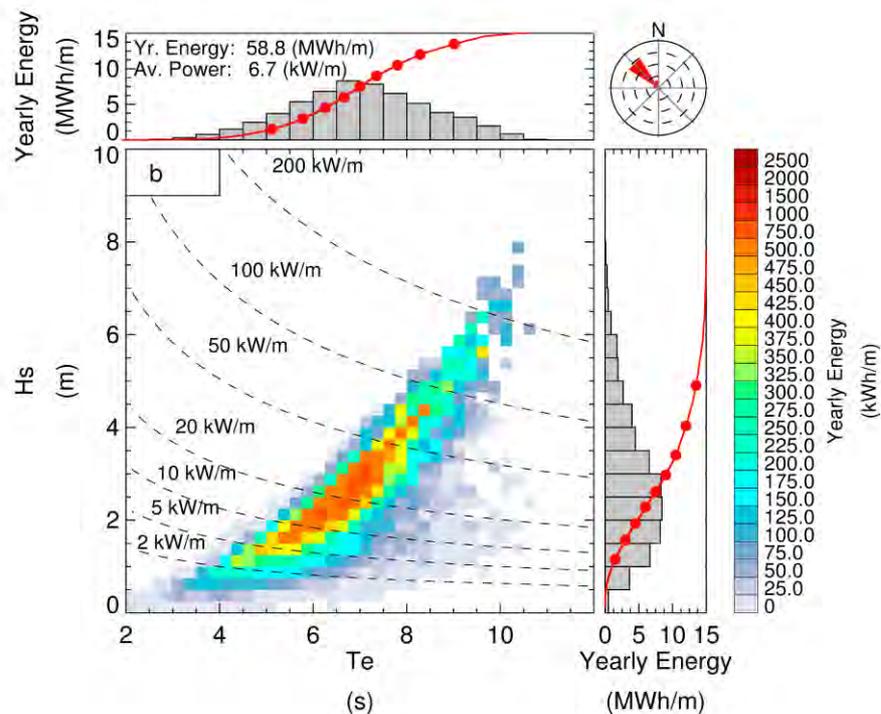


Figura 12 – Energia media annua in funzione del periodo T_e e dell'altezza significativa H_s per il punto (b) in prossimità dell'isola di Pantelleria. Media sul periodo 2001-2010 relativa alla simulazione alla risoluzione di $1/120^\circ$ con il modello WAM.

Per le simulazioni delle altre due aree considerate: la costa nord-occidentale della Sicilia e la costa occidentale della Sardegna è invece stato applicato il modello SWAN alla stessa risoluzione di $1/120^\circ$. Lo spettro di energia dell'onda è stato rappresentato con lo stesso numero di valori di frequenza (32) e lo stesso numero di direzioni (36) usate per il codice WAM. La scelta del codice SWAN ha però consentito di introdurre la rappresentazione di processi fisici caratteristici della propagazione d'onda in acque basse come la rifrazione, la dissipazione da attrito sul fondo o da rottura delle onde. Le climatologie sono state calcolate in questo caso su simulazioni della lunghezza di 5 anni dal 2001 al 2005.

La mappa della potenza media per la Sicilia, in figura 13, mostra valori intorno a 6 kW/m solo nelle zone più esterne verso ovest e una rapida diminuzione verso costa, con una vasta area di valori inferiori a 4 kW/m . Si può quindi notare che le potenze intorno al valore di 7 kW/m che erano state calcolate utilizzando la simulazione ad $1/16^\circ$, per una distanza dalla costa di 12 km , risultano notevolmente ridotte.

In figura 14 è riportata la mappa della potenza media per la zona della Sardegna. La situazione risulta in questo caso molto diversa con una riduzione limitata della potenza rispetto a quella ricavata dalla simulazione dell'intero bacino Mediterraneo. In particolare nella zona a nord di Alghero, vengono raggiunti valori di potenza dell'ordine di 10 kW/m in prossimità della costa.

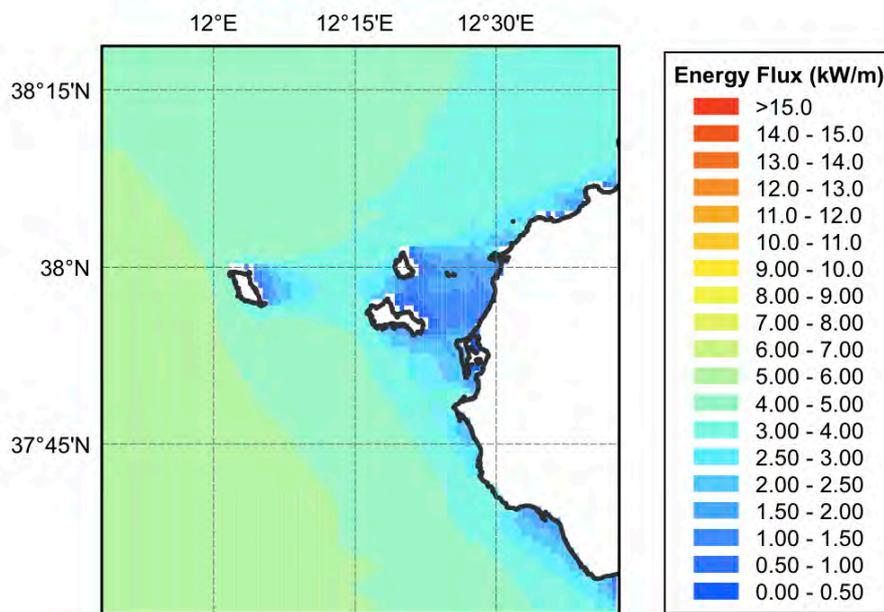


Figura 13 – Distribuzione dell'energia media per la costa nord-occidentale della Sicilia. Risultato ottenuto con il modello SWAN alla risoluzione di $1/120^\circ$. Media calcolata per il periodo 2001-2005.

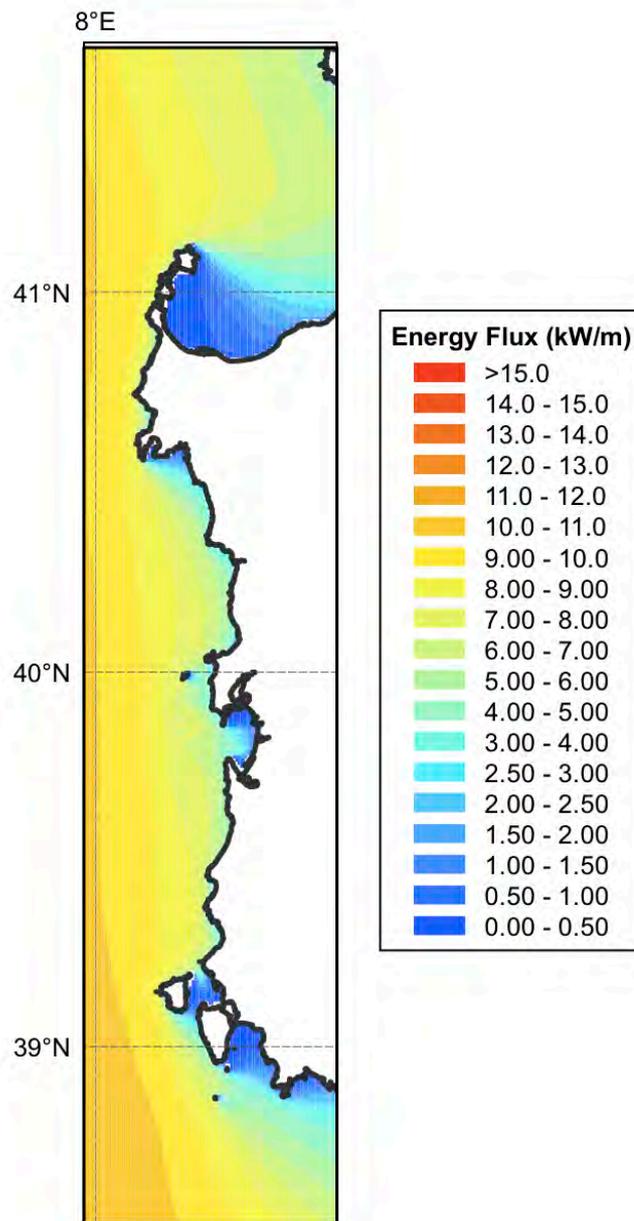


Figura 14 - Distribuzione dell'energia media per la zona occidentale della Sardegna. Risultato ottenuto con il modello SWAN alla risoluzione di $1/120^\circ$. Media calcolata per il periodo 2001-2005.

Tecnologie GIS per la valutazione della risorsa energia dal mare

Il Geographic Information System (GIS) è una applicazione software che consente l'acquisizione, la memorizzazione, il controllo, l'integrazione, l'elaborazione e la rappresentazione di dati che sono spazialmente riferiti alla superficie terrestre.

Il crescente interesse suscitato dalla Scienza dell'Informazione Geografica combinato al successo delle sempre più sofisticate tecnologie GIS (Geographic Information System) ha fortemente incentivato lo sviluppo di nuovi campi di applicazione per la conduzione dei quali i Sistemi Informativi Geografici si sono rivelati uno strumento efficace ed insostituibile. Tali circostanze hanno determinato lo sviluppo di nuove tecniche, sia hardware che software, rendendo di fatto possibile l'utilizzo di applicazioni GIS, in campi fino a ieri inesplorati, capaci di soddisfare le più svariate richieste provenienti non solo dal mondo della ricerca scientifica (modellistica climatica, oceanografia, analisi territoriale ambientale, elaborazioni geostatistiche, assessment) ma anche da quello della pianificazione del territorio, delle politiche ambientali, del monitoraggio socio-economico di un territorio, e, non ultimo, dei servizi offerti ai cittadini nell'era dell'Information Communication Technology (ICT) (eGovernment).

Le applicazioni condotte con l'uso del GIS hanno come risultato finale la creazione di carte tematiche che costituiscono l'essenza del GIS stesso e dalla loro lettura è possibile cogliere, analizzare, risolvere, situazioni di criticità di carattere ambientale, sociale, economico, antropico ecc. ovvero tutte quelle situazioni legate alla valutazione, al controllo ed alla gestione di un territorio.

La tecnologia GIS oltre a fornire uno strumento per correlare dati di natura assai diversa tra loro, ha introdotto la possibilità di *vedere* i dati e/o l'ammontare dei dati stessi su una mappa fornendo anche la posizione di dette informazioni in spazio e tempo. La rappresentazione dinamica della realtà permette di indagare sullo stesso aspetto in diversi modi. Inoltre per mezzo della tecnologia GIS è possibile legare al dato geografico, avere in linea ed analizzare, numerosi indicatori statistici con la possibilità di conoscere il tipo e l'ammontare dell'attività antropogenica nell'area sotto valutazione.

I Geographic Information Systems costituiscono lo strumento attraverso il quale la conoscenza scientifica dei problemi ambientali, ottenuta attraverso le tecniche di misura, la manipolazione e l'interpretazione dei dati, arricchita dalla possibilità di usare serie storiche di dati, si accordano con le reali necessità delle pubbliche amministrazioni e dei cittadini allo scopo di aiutarli a risolvere i loro problemi sociali e/o socioeconomici.

In questo capitolo viene descritto come le tecnologie GIS siano in grado di fornire un utile strumento per la valutazione della risorsa energia dal mare, consentendo una collocazione di questa risorsa nello spazio e nel tempo. I risultati qui presentati sono l'evoluzione della precedente relazione che ha ampiamente trattato la rappresentazione GIS del potenziale energetico lungo le coste italiane. Il GIS consente di associare alla rappresentazione grafica di ogni elemento del territorio tutti gli attributi che ne definiscono le proprietà non solo spaziali, ma anche fisiche, temporali etc. Gli attributi risiedono in un database: ogni operazione eseguita nel database, secondo le sue funzionalità tipiche, può essere visualizzata nel suo risultato grafico.

Lo strumento GIS può aiutare a capire se l'energia sia di facile sfruttamento, valutando le realtà sociali, ambientali e naturalistiche che insistono nelle zone dove sarebbe potenzialmente possibile installare dispositivi per una produzione di energia elettrica che andrebbero ad impattare con il mare aperto e con l'ambiente costiero.

Per quanto riguarda la fascia costiera italiana, i dati ondametrici disponibili provengono principalmente dalle 15 boe della Rete Ondametrica Nazionale (RON), attiva dal 1989 e gestita dal Servizio Mareografico dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Le informazioni relative a queste boe sono state inserite all'interno del sistema GIS.

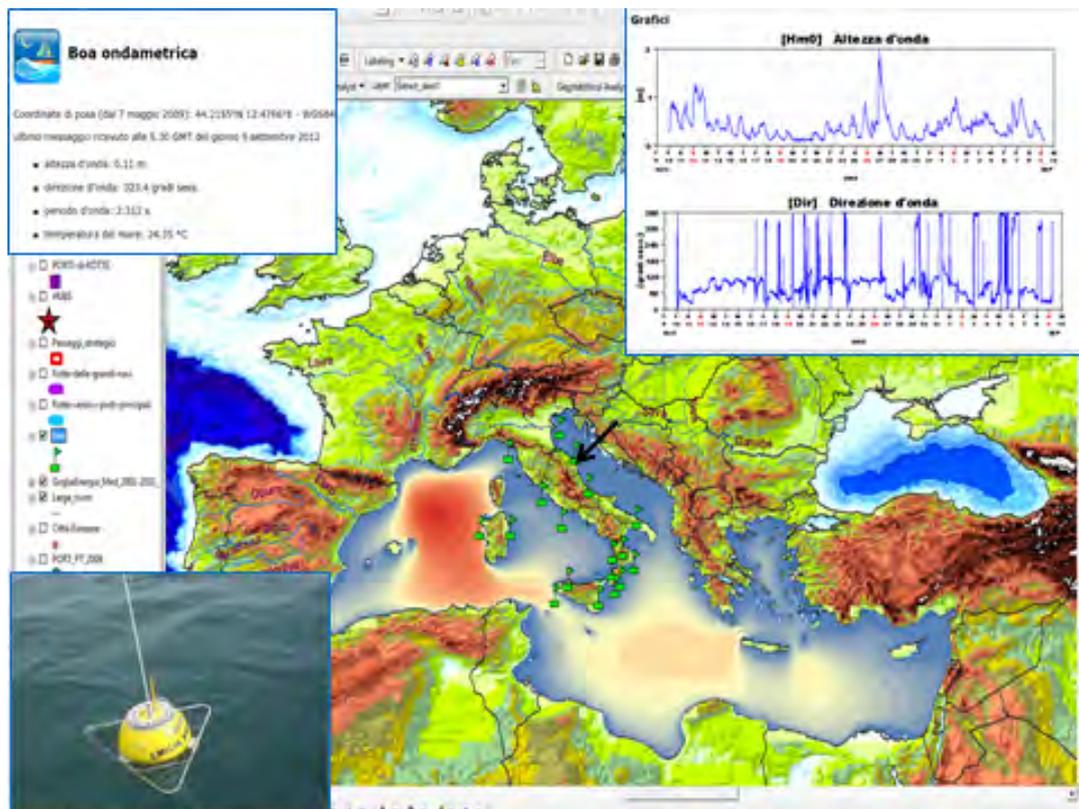


Figura 15 – Strato informativo rete ondometrica nazionale sovrapposto allo strato del potenziale energetico da onde.

La mappa GIS della figura 15 mostra lo strato informativo rete ondometrica nazionale. Trovandoci in ambiente GIS, cliccando ad esempio sulla boa indicata dalla freccia, si attiva la funzione *Identify*, che produce l'apertura di finestre contenenti informazioni come, ad esempio, l'esatta posizione in coordinate geografiche e l'immagine della boa a mare. Si possono inoltre consultare i risultati delle misure effettuate dai dispositivi montati sulla boa stessa.

I risultati delle simulazioni modellistiche effettuate con il modello WAM su tutto il bacino del Mediterraneo sono stati inseriti all'interno del sistema GIS. In questo caso sono quindi disponibili informazioni sull'intero bacino relative al potenziale energetico delle onde. I risultati sono stati memorizzati sotto forma di files in formato NetCDF (Network Common Data Form). Tali files sono statici e non permettono la sovrapposizione di altri tipi di informazioni caratterizzanti.

Tramite opportune elaborazioni condotte con *tools* presenti all'interno dei software GIS, i files NetCDF sono stati trasformati in un formato GIS compatibile e caricati in un progetto GIS per le elaborazioni territoriali. In questo modo, si possono visualizzare degli *spot* sulle aree a maggiore significatività, dal punto di vista del potenziale energetico, e combinare tale potenziale con altri tipi di dati caratterizzanti l'area anche dal punto di vista socio-economico.

Da una mappa di questo tipo (figura 16) si possono fare ulteriori visualizzazioni a spot sulle aree a maggiore significatività e, usando l'*Identify*, si ottiene il risultato mostrato nella figura 17. Cliccando sull'area del grigliato del potenziale, si legge l'energia potenziale in quel punto.

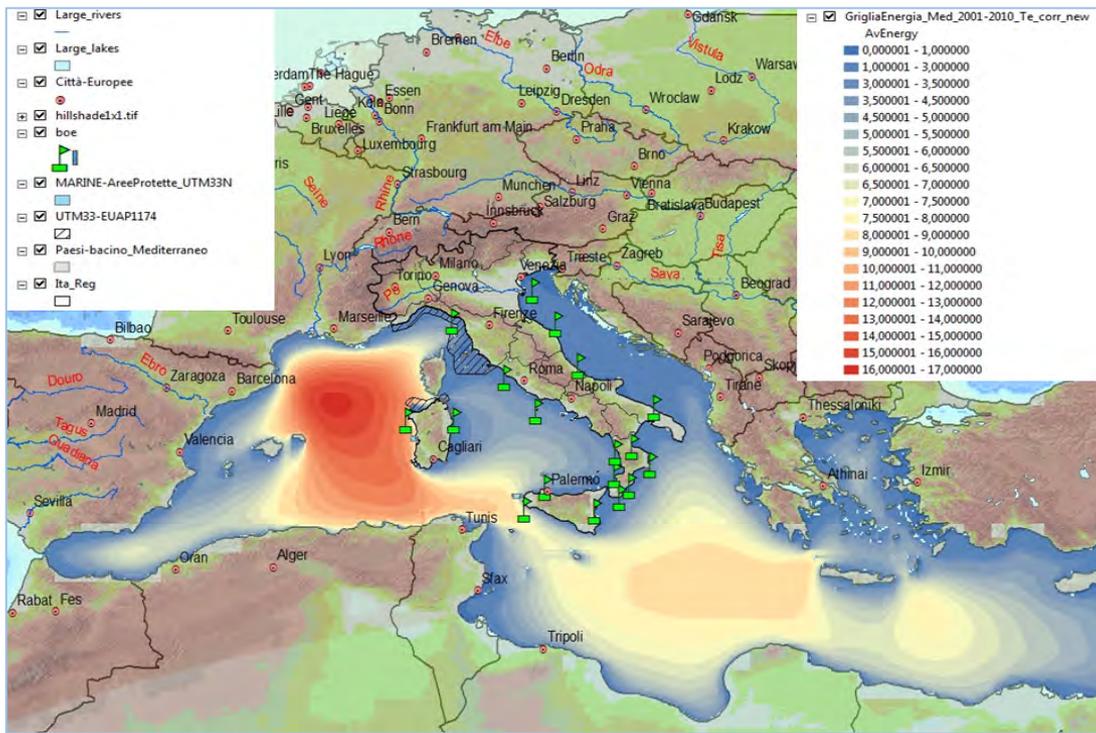


Figura 16 – Strato informativo del potenziale energetico da onde.

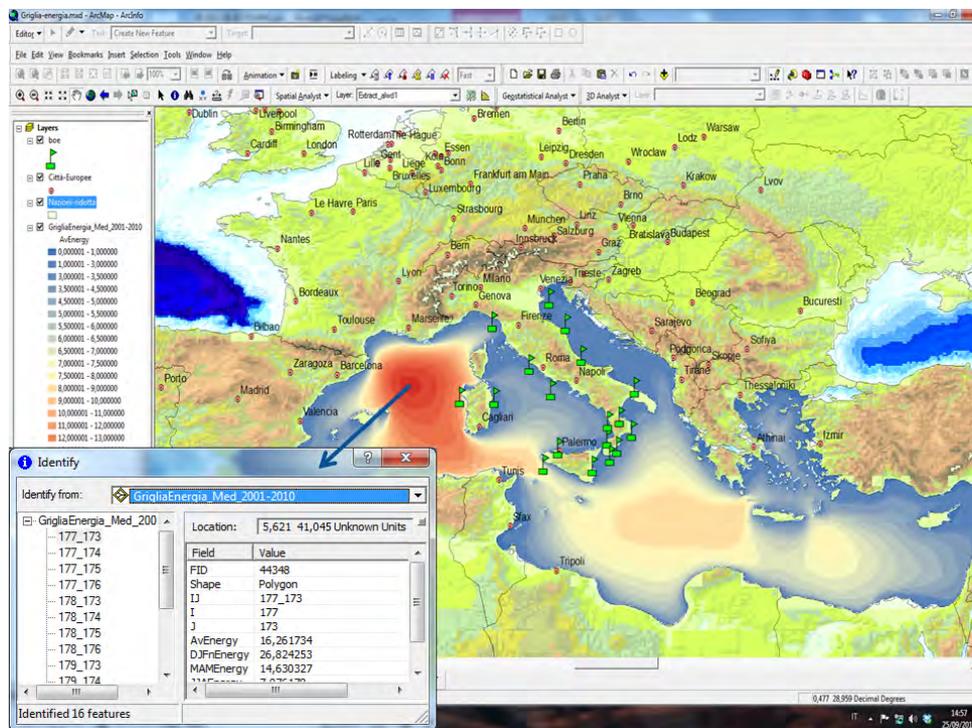


Figura 17 – Strato informativo del potenziale energetico da onde con interrogazione dei valori in un punto.

Il software GIS è stato utilizzato anche per inserire i risultati delle simulazioni ad alta risoluzione all'interno delle mappe ottenute per l'intero Mediterraneo. Nelle figure 18 e 19 sono mostrati degli *spot* relativi ai dati di potenziale energetico centrati sulla zona della Sardegna.

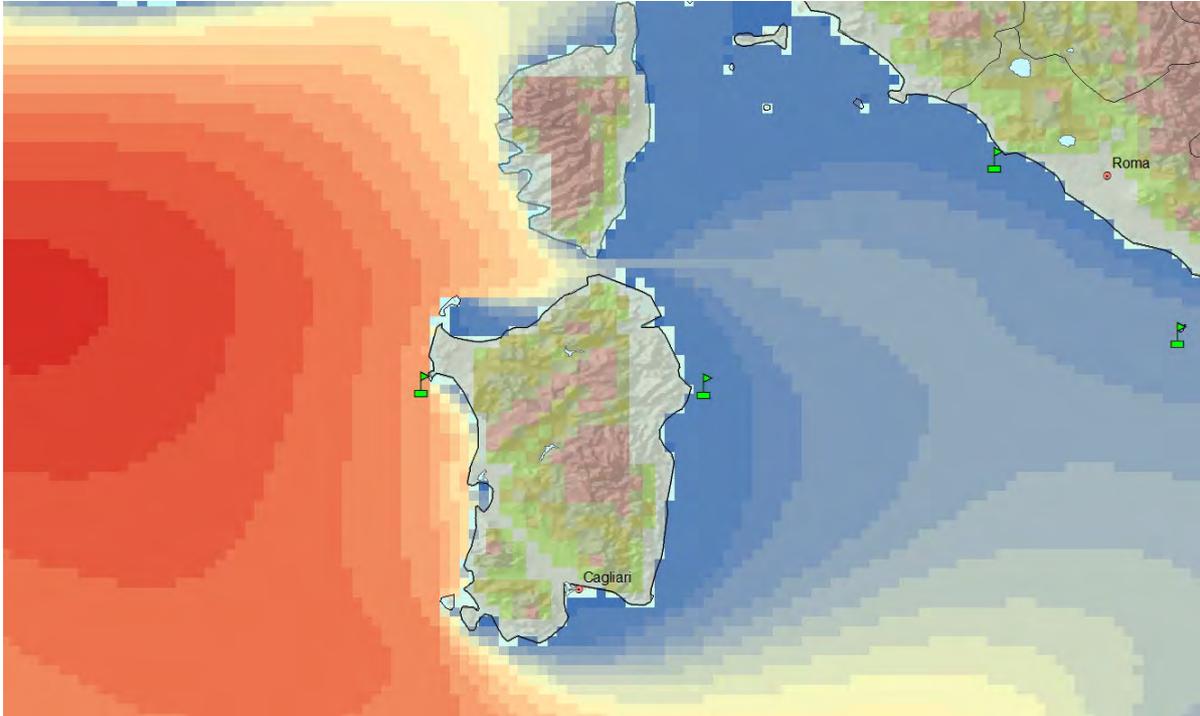


Figura 18 Spot potenziale energetico per il Mediterraneo occidentale alla risoluzione di $1/16^\circ$.

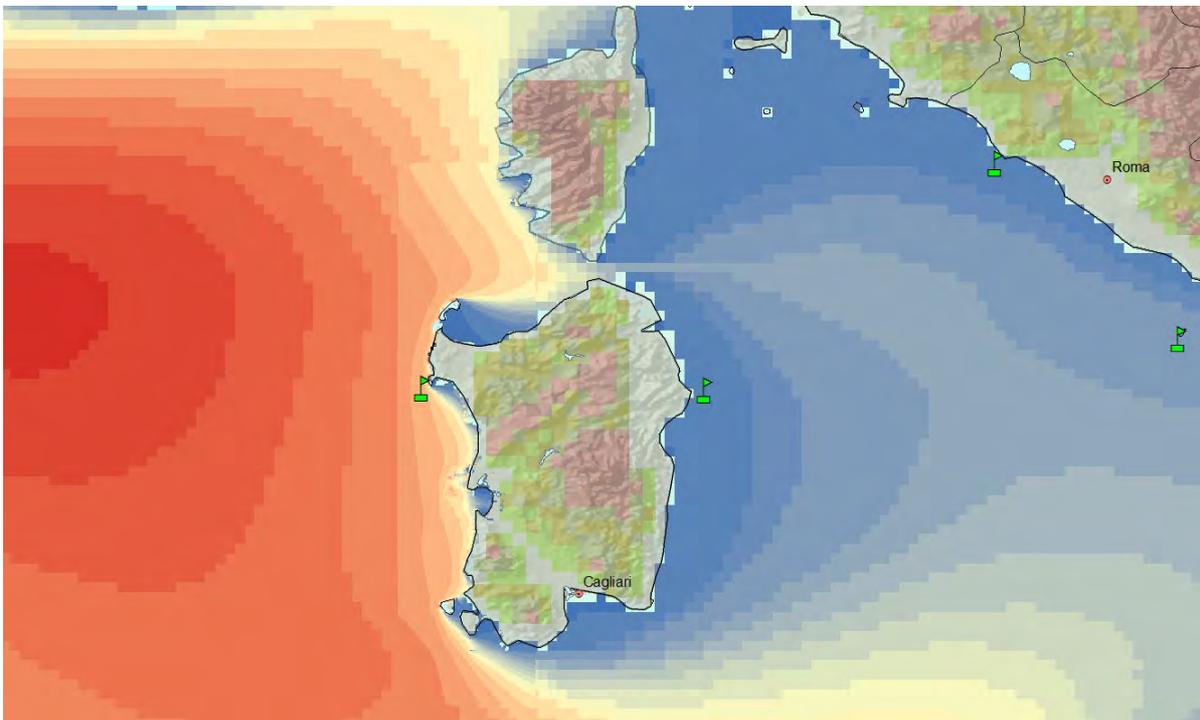


Figura 19 Spot potenziale energetico per il Mediterraneo occidentale con inserimento del potenziale calcolato a più alta risoluzione.

La figura 20 mostra i dati del sistema GIS importati all'interno di Google Earth con dati relativi ai siti dei porti, dei grandi porti, degli hubs, delle rotte delle grandi navi ecc.

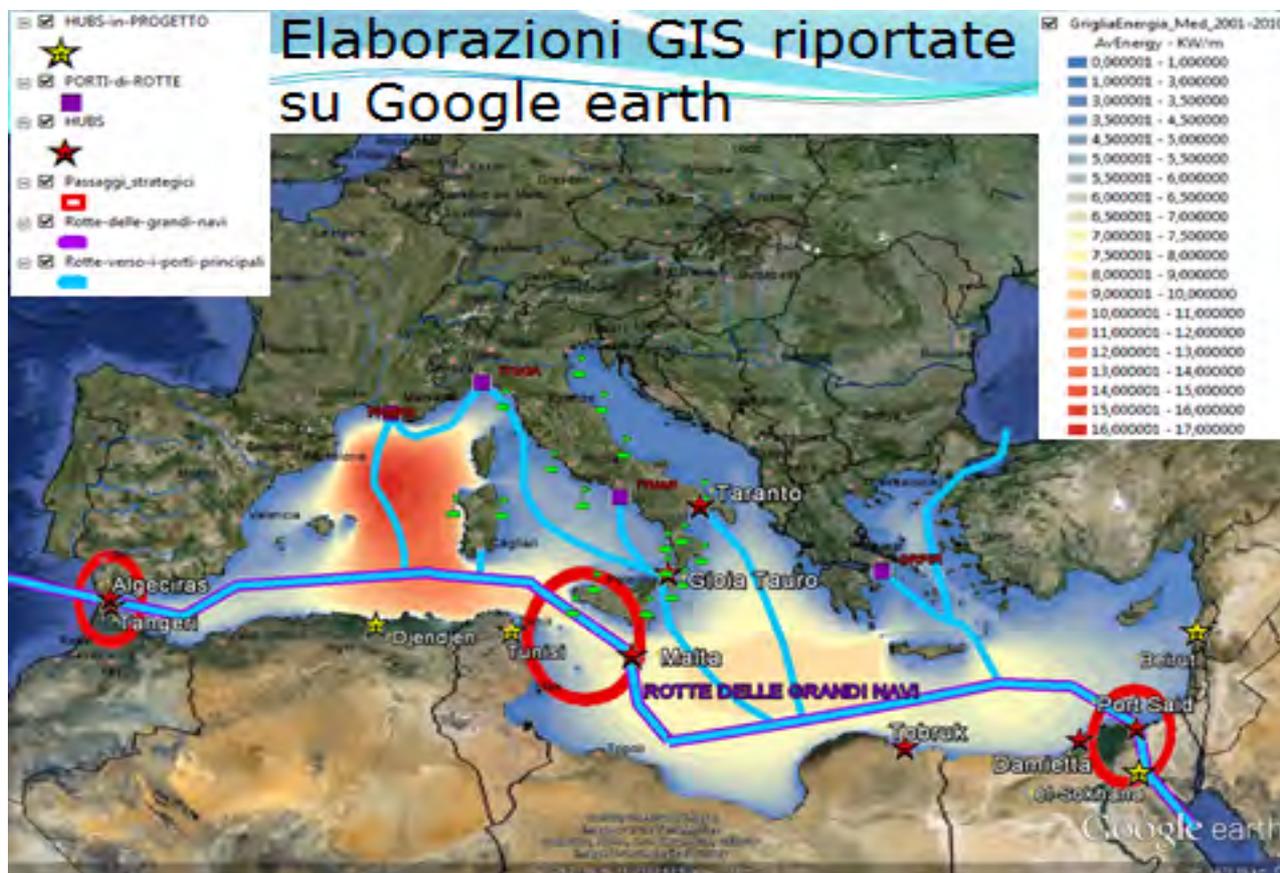


Figura 20 –Elaborazioni GIS riportate su Google Earth, dati tratti dalla rivista LIMES.

La “combinazione” dei dati relativi al potenziale energetico del bacino del Mediterraneo con dati attinenti a una serie di attività umane, che si svolgono nel bacino stesso o lungo le coste della penisola italiana, rende possibile una valutazione della possibilità di installare dispositivi di produzione di energia.

Si possono individuare diversi tipi di impatti che possono essere evidenziati con l’uso di mappe tematiche GIS:

- Impatto economico-commerciale: visualizzazione ed individuazione sulla carta delle rotte delle grandi navi, delle autostrade del mare, delle rotte per la pesca commerciale con grandi reti, ecc.;
- Impatto socio-politico: visualizzazione dei passaggi strategici che derivano dalla morfologia stessa del bacino del Mediterraneo e che caratterizzano le rotte delle grandi navi;
- Impatto commerciale: la ricca distribuzione lungo le coste del bacino del Mediterraneo di grandi porti, hubs, ecc. che caratterizzano l’andamento delle autostrade del mare;
- Impatto naturalistico-ambientale: verifica della posizione delle aree, a elevato potenziale energetico, rispetto a parchi marini, parchi costieri, ecc.

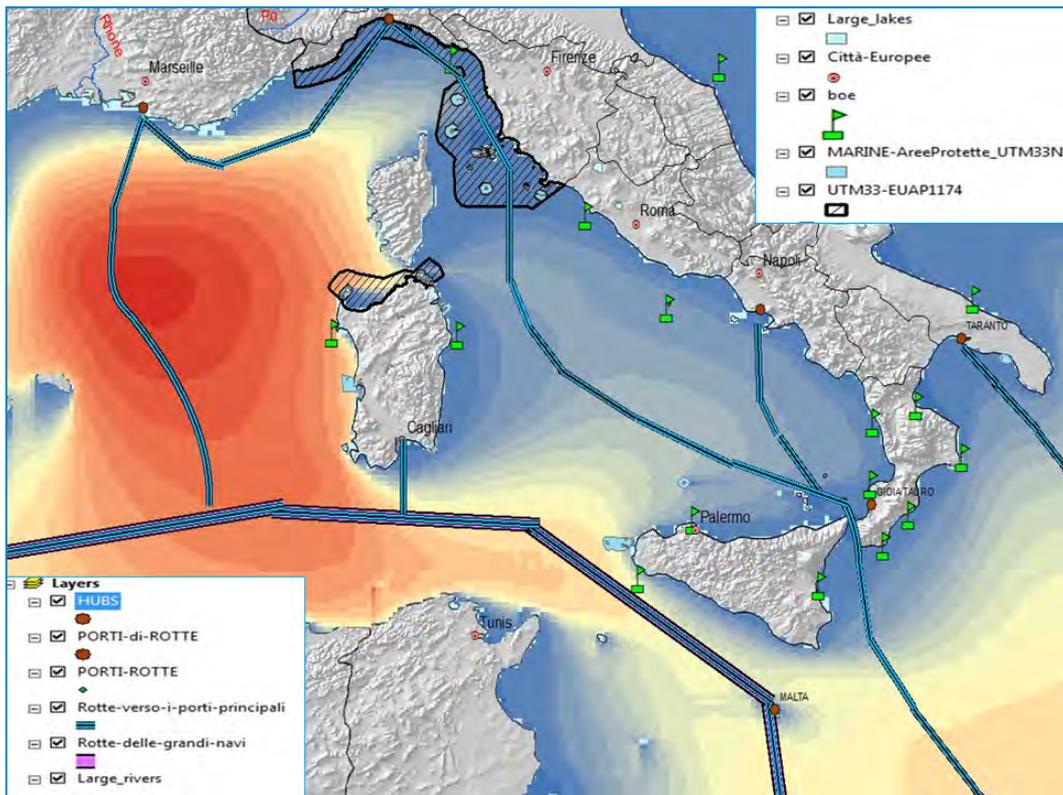


Figura 21 –Elaborazioni GIS riportate su Google Earth, dati tratti dalla rivista LIMES.

Nella figura 21 viene mostrato un ingrandimento di come il potenziale energetico si inquadra rispetto alle aree marine protette, alle autostrade del mare, alle rotte delle grandi navi, ecc. nella zona del Mediterraneo occidentale.

All'interno del GIS verranno inserite nel seguito dell'attività altre tematizzazioni di tipo naturalistico quali gli impatti su fauna e flora.

I principali impatti da considerare sulla fauna marina sono:

- i suoni creati nel mare dai movimenti prodotti dai dispositivi di conversione che potrebbero produrre l'allontanamento di specie autoctone e magari attrarne delle altre;
- i campi elettromagnetici per il trasporto a terra dell'energia prodotta a mare, che potrebbe risolversi con l'interramento dei cavi stessi sotto il livello del fondale marino.

Conclusioni

Un modello di onde alla risoluzione di $1/120^\circ$ è stato utilizzato per costruire mappe ad alta risoluzione dell'energia disponibile da moto ondoso, calcolate su base climatologica. Le simulazioni sono state effettuate per tre zone della costa italiana individuate in base allo studio effettuato nella precedente annualità. In particolare sono state scelte le aree caratterizzate da una maggiore disponibilità di energia da moto ondoso: la costa occidentale della Sardegna e quella sud-occidentale della Sicilia. La terza area selezionata è stata quella relativa all'isola di Pantelleria che può risultare interessante per la produzione di energia dal mare anche per la difficoltà di approvvigionamento energetico.

Un confronto tra la climatologia ricavata alla risoluzione di $1/16^\circ$ e quella ad $1/120^\circ$ ha evidenziato l'importanza dell'utilizzo di risoluzioni dell'ordine delle centinaia di metri per consentire l'individuazione dei siti più idonei al fine di installazioni a scopo energetico, anche in considerazione della riduzione dell'energia all'approssimarsi della costa.

Un ulteriore strumento per la scelta dei siti è stato individuato nel GIS (Geographic Information System) che consente di analizzare, simultaneamente all'energia disponibile, gli altri parametri che devono essere presi

in considerazione per la scelta dei siti idonei. I valori di potenziale energetico sono quindi stati inseriti in un sistema GIS insieme con le principali tematizzazioni di interesse.

Riferimenti bibliografici

1. G. Sannino, A. Bargagli, A. Carillo, E. Caiaffa, E. Lombardi, P. Monti, G. Leuzzi - Valutazione del potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste Italiane - Report RdS/2011/151 - 2011
2. L. Cavaleri, P. Malanotte-Rizzoli, "Wind wave prediction in shallow water: Theory and applications". : J. Geophys. Res., 86, No. C11 (1981) 10,961-10,973
3. G.J. Komen, S. Hasselmann, and K. Hasselmann, 1984, On the existence of a fully developed wind - sea spectrum, J. Phys. Oceanogr., Vol. 14, pp. 1271-1285
4. P.A.E.M. Janssen, " Wave induced stress and the drag of air flow over sea waves", J. Phys. Oceanogr., 19, (1989) 745-754
5. P.A.E.M. Janssen, "Quasi-linear theory of wind-wave generation applied to wave forecasting", J. Phys. Oceanogr., 21, (1991) 1631-1642
6. C., Mastenbroek, G. Burgers, P.A.E.M. Janssen, "The dynamical coupling of a wave model in a storm surge model through the atmospheric boundary layer", J. Phys. Oceanogr., 23, (1993) 1856-1866
7. A.J. Van der Westhuysen, M. Zijlema, J.A. Battjes, "Nonlinear saturation based whitecapping dissipation in SWAN for deep and shallow water", Coast. Engng., 54, (2007) 151-170
8. W.J. Pierson, L. Moskowitz, "A proposed spectral form for fully developed wind seas based on the similarity theory of S.A. Kitaigorodskii", J. Geophys. Res., 69, 24, (1964) 5181-5190
9. K.Hasselmann , T.P. Barnett, E. Bouws, H. Carlson, D.E. Cartwright, K. Enke, J.A. Ewing, H. Gienapp, D.E. Hasselmann, P. Kruseman, A. Meerburg, P. Müller, D.J. Olbers, K. Richter, W. Sell, H. Walden, "Measurements of wind-wave growth and swell decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP)", Dtsch. Hydrogr. Z. Suppl., 12, A8 (1973)
10. J. A. Battjes, and J.P.F.M. Janssen, 1978, Energy loss and set-up due to breaking of random waves, Proc. 16th Int. Conf. Coastal Engineering, ASCE, pp. 569 -587
11. E.B. Thornton, R.T. Guza, " Transformation of wave height distribution", J. Geophys. Res., 88, C10, (1983) 5925-5938
12. GEBCO. http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry/data/. 2010