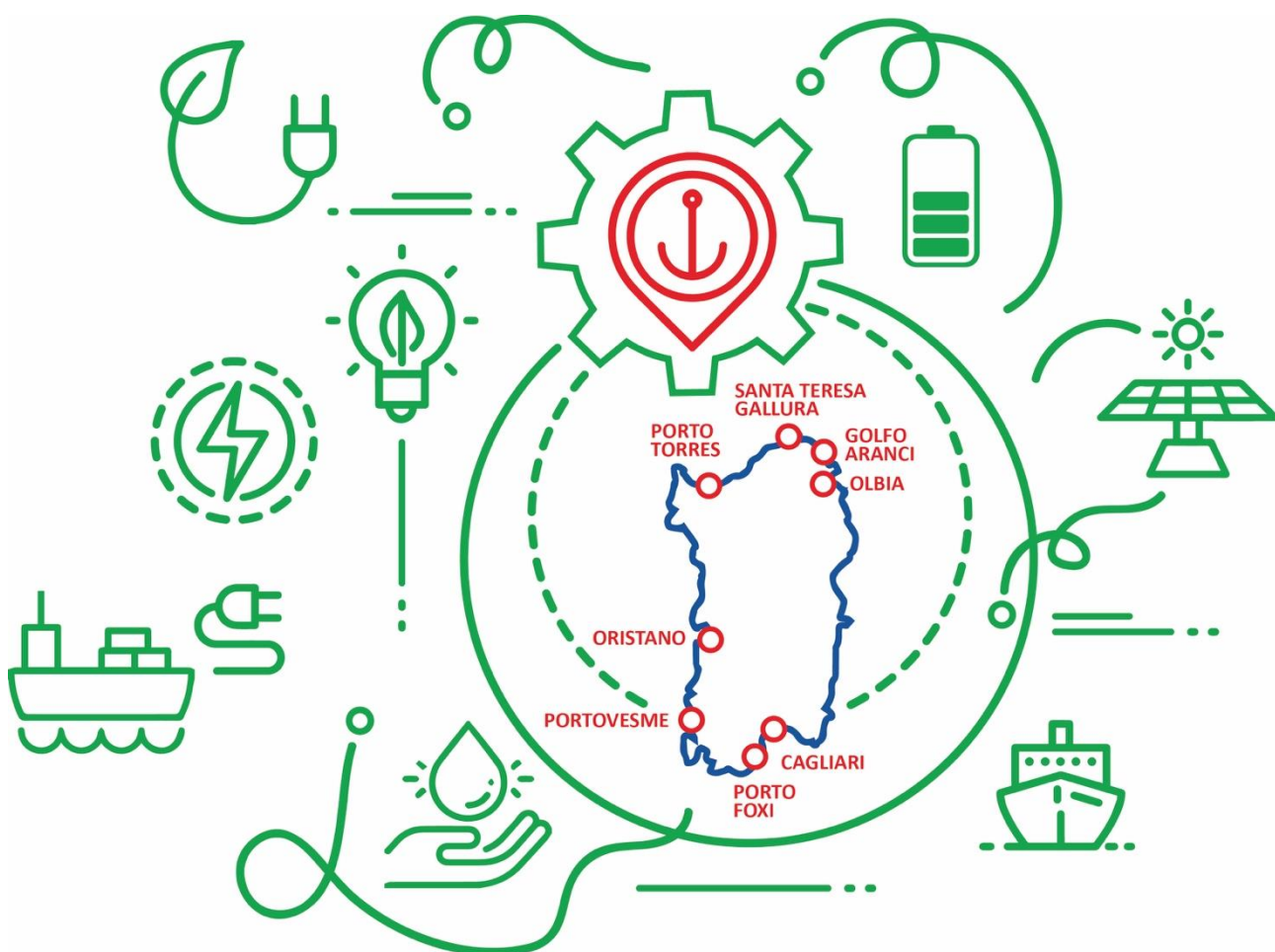




Autorità di Sistema Portuale
del Mare di Sardegna

DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE ENERGETICO AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE (DEASP)



DOCUMENTO FINALE // GENNAIO 2020



Autorità di Sistema Portuale
del Mare di Sardegna

Il gruppo di lavoro



CENTRALABS:

Centro di Competenza sui Trasporti per la Sardegna.

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

DIPARTIMENTO



INGEGNERIA

del' Energia, dei Sistemi,
del Territorio e delle Costruzioni

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



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI GENOVA

DIEC

Dipartimento di Economia

DIEC

Dipartimento di Economia dell'Università degli Studi di Genova

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

Collaboratore: PhD Student Giorgia Morchio

I CONTRIBUTI TECNICO-SCIENTIFICI DEL GRUPPO DI LAVORO



Centralabs:

Coordinamento tecnico e scientifico del Documento preliminare del DEASP

Sviluppo e contributi nei seguenti capitoli:

- 1 PREMESSA
- 2 INTRODUZIONE
- 3 QUADRO CONOSCITIVO:
- 4 L'ANALISI DEGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE DEGLI INTERVENTI IN ATTO IN TERMINI DI CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI E DI RISPARMIO ENERGETICO
- 5 DEFINIZIONE DELLE STRATEGIE DI PIANO
- 6 SISTEMA DI MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DEL DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE
- 7 PIANO PLURIENNALE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE
- 8 LA VALUTAZIONE PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ – ANALISI BENEFICI COSTI
- 9 CONCLUSIONI



DESTEC

Sviluppo e contributi nei seguenti capitoli:

- 3 QUADRO CONOSCITIVO:
- 5 DEFINIZIONE DELLE STRATEGIE DI PIANO



DIEC
Dipartimento di Economia

DIEC

Dipartimento di Economia dell'Università degli Studi di Genova

Sviluppo e contributi nei seguenti capitoli:

- 3 QUADRO CONOSCITIVO:
- 5 DEFINIZIONE DELLE STRATEGIE DI PIANO
- 8 LA VALUTAZIONE PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ – ANALISI BENEFICI COSTI

INDICE

1	PREMESSA	9
2	INTRODUZIONE	10
2.1	IL CONTESTO DEL QUADRO NORMATIVO	10
2.2	CONTENUTI GENERALI DEL DEASP	11
2.2.1	Le linee guida	12
2.2.2	Obiettivi del DEASP	13
2.3	IL PROCESSO METODOLOGICO DI FORMAZIONE DEL DEASP.....	13
2.4	STRUTTURA DEL DEASP	13
2.4.1	Premessa	13
2.4.2	Relazione generale	13
2.4.3	La fotografia iniziale	14
2.4.4	La scheda di aggiornamento annuale	14
2.4.5	I contenuti tecnici.....	14
2.4.6	La valutazione di fattibilità	14
2.4.7	Elaborati grafici.....	14
3	QUADRO CONOSCITIVO	16
3.1	IL QUADRO CONOSCITIVO INFRASTRUTTURALE ED AMBIENTALE	16
3.1.1	Il porto di Cagliari	16
3.1.1.1	Inquadramento fisico del Porto di Cagliari	16
3.1.1.2	Porto Commerciale di Cagliari	17
3.1.1.2.1	Dati tecnici del Bacino di Levante, del Bacino di Ponente e del Porto Interno	18
3.1.1.3	Il Porto Canale	20
3.1.1.4	Porto Foxi.....	21
3.1.1.5	Vincoli	22
3.1.2	Il porto di Portovesme	34
3.1.2.1	Inquadramento fisico del porto.....	35
3.1.2.2	Vincoli	36
3.1.3	Il porto di Oristano	38
3.1.3.1	Inquadramento fisico del porto di Oristano	39
3.1.3.2	Vincoli	40
3.1.4	Il porto di Olbia	43
3.1.4.1	Inquadramento fisico del Porto di Olbia	44
3.1.4.2	Vincoli	45
3.1.5	Il porto di Golfo Aranci.....	48
3.1.5.1	Inquadramento fisico del Porto di Golfo Aranci.....	49
3.1.5.2	Vincoli	49
3.1.6	Il porto di Santa Teresa di Gallura.....	52
3.1.6.1	Inquadramento fisico del porto di Santa Teresa di Gallura	52
3.1.6.2	Vincoli	53
3.1.7	Il porto di Porto Torres.....	57
3.1.7.1	Inquadramento fisico del porto di Porto Torres.....	58
3.1.7.2	Vincoli	59
3.2	IL TRAFFICO NAVALE	60
3.2.1	Il traffico merci	63
3.2.2	Il traffico passeggeri e crocieristico	68
3.2.2.1	Il traffico passeggeri.....	68
3.2.2.2	Il traffico crocieristico	68
3.3	QUADRO CONOSCITIVO: STIMA DEI CONSUMI ENERGETICI PORTUALI RELATIVI ALL'ADSP DEL MAR DI SARDEGNA	70

3.3.1	Profili metodologici	70
3.3.2	Stima dei consumi energetici del porto di Cagliari	74
3.3.2.1	Porto commerciale di Cagliari	74
3.3.2.2	Porto Canale	75
3.3.2.3	Porto Foxi	75
3.3.2.4	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Cagliari	75
3.3.2.5	Consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP nel porto di Cagliari	76
3.3.3	Stima dei consumi energetici del porto di Oristano	77
3.3.3.1	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Oristano	77
3.3.3.2	Consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP nel porto di Oristano	78
3.3.4	Stima dei consumi energetici del porto di Portovesme	78
3.3.4.1	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Portovesme	78
3.3.4.2	Consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP nel porto di Portovesme	79
3.3.5	Stima dei consumi energetici del porto di Olbia	80
3.3.5.1	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Olbia	80
3.3.6	Stima dei consumi energetici del porto di Golfo Aranci	81
3.3.6.1	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Golfo Aranci	81
3.3.7	Stima dei consumi energetici del porto di Santa Teresa di Gallura	82
3.3.7.1	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Santa Teresa di Gallura	82
3.3.8	Stima dei consumi energetici del porto di Porto Torres	83
3.3.8.1	Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Porto Torres	83
3.3.9	Considerazioni riassuntive	84
3.3.10	Considerazioni conclusive	85
4	L'ANALISI DEGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE DEGLI INTERVENTI IN ATTO IN TERMINI DI CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI E DI RISPARMIO ENERGETICO	87
4.1	LE AZIONI PREVISTE DEL PEARS	87
4.2	GLI INTERVENTI PREVISTI NEI PIANI REGOLATORI PORTUALI	88
4.2.1	Il Piano Regolatore Portuale del Porto di Cagliari	88
4.2.1.1	Gli obiettivi ambientali	88
4.3	GLI INTERVENTI PREVISTI NEL POT 2018-2020	89
4.3.1.1	Il porto di Cagliari	91
4.3.1.2	Il porto di Portovesme	93
4.3.1.3	Il porto di Oristano	93
4.3.1.4	Il porto di Olbia	93
4.3.1.5	Il porto di Golfo Aranci	94
4.3.1.6	Il porto di Santa Teresa di Gallura	94
4.3.1.7	Il porto di Porto Torres	94
4.4	L'ANALISI DEGLI INTERVENTI IN ATTO IN TERMINI DI CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI E DI RISPARMIO ENERGETICO	95
4.4.1	Gli interventi previsti e programmati nei porti dell'AdSP del Mare di Sardegna	95
4.4.1.1	Porto di Cagliari	95
4.4.1.2	Porti di Olbia e Golfo Aranci	97
4.4.1.3	Porto di Porto Torres	102
4.4.1.4	Porto di Portovesme	104
4.4.1.5	Porto di Oristano	105
4.4.1.6	Tutti i porti dell'AdSP Mare di Sardegna	106
4.4.2	Analisi degli interventi dell'AdSP in relazione all'illuminazione delle zone portuali	110
4.4.3	Analisi degli interventi previsti dall'AdSP in relazione all'illuminazione di Portovesme	110
4.4.4	Analisi degli interventi previsti dall'AdSP in relazione all'illuminazione ad Oristano	112
4.4.5	Analisi degli interventi previsti dall'AdSP in relazione all'illuminazione a Porto Torres	112

4.5	REALIZZAZIONE DI DEPOSITI COSTIERI DI GNL NEI PORTI	113
4.5.1	Lo scenario Internazionale Europeo e nazionale	113
4.5.2	Le principali caratteristiche del GNL.....	115
4.5.3	Il sito portuale del Porto Canale	116
4.5.3.1	La configurazione e la localizzazione della proposta di progetto del deposito	117
4.5.3.2	Descrizione generale dell'impianto di deposito di GNL.....	117
4.5.3.3	Modalità operative del deposito di GNL	118
4.5.4	Il sito portuale del Porto di Oristano.	118
4.5.4.1	La configurazione e la localizzazione delle proposte di progetto dei depositi.....	119
4.5.4.1.1	Il progetto Edison.....	119
4.5.4.1.2	Il progetto HIGAS	120
4.5.4.1.3	Il progetto IVI Petrolifera.....	120
4.5.4.2	Descrizione generale degli impianti di deposito di GNL.....	121
4.5.4.2.1	Il progetto Edison.....	121
4.5.4.2.2	Il progetto HIGAS	122
4.5.4.2.3	Il progetto IVI Petrolifera.....	123
4.5.4.3	Modalità operative dei depositi di GNL	123
4.5.4.3.1	Il progetto Edison.....	123
4.5.4.3.2	Il progetto HIGAS	124
4.5.4.3.3	Il progetto IVI Petrolifera.....	124
4.5.5	Il sito portuale del Porto di Porto Torres.....	124
5	DEFINIZIONE DELLE STRATEGIE DI PIANO.....	125
5.1	NORMATIVA ATTUALE E NUOVA PROPOSTA DI COMUNITÀ ENERGETICA.....	125
5.1.1	Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).....	127
5.1.2	Azioni da sviluppare.	131
5.2	SVILUPPO DELL'AMP (COLD IRONING)	132
5.2.1	Profili normativi rilevanti in relazione al cold ironing	132
5.2.2	Caratteristiche salienti della tecnologia	134
5.2.2.1	Avvolgicavo.....	138
5.2.2.2	Quadro di connessione a terra.....	138
5.2.2.3	Quadro generale di bordo	138
5.2.2.4	Procedura di connessione/ disconnessione AMP	138
5.2.2.5	Punti di forza e di debolezza dell'AMP.....	138
5.2.2.5.1	Ambientale.....	138
5.2.2.5.2	Economico.....	139
5.2.3	Le differenti applicazioni tecnologiche.....	139
5.2.4	Definizione degli scenari relativi all'applicazione del cold ironing nell'ambito del sistema Portuale della Sardegna	141
5.2.5	Alternative al Cold Ironing	144
5.2.5.1	GNL per gruppi ausiliari.	144
5.2.5.2	Lato terra.....	145
5.2.6	Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti di Cold Ironing	145
5.3	FOTOVOLTAICO PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	146
5.3.1	Profili normativi rilevanti in relazione al solare per la generazione di energia elettrica	146
5.3.2	Caratteristiche salienti della tecnologia	148
5.3.2.1	Solari bifacciali	150
5.3.2.2	Multi-sbarre	150
5.3.2.3	Scandole solari	150
5.3.2.4	Efficienza	151
5.3.2.4.1	Collocazione degli impianti	152
5.3.2.4.2	Costi	153

5.3.2.5	Programmazione.....	157
5.3.3	Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico del Sistema Portuale della Sardegna provenienti da tecnologia solare-fotovoltaico	157
5.3.3.1	Le tecnologie alla base delle valutazioni degli scenari	157
5.3.3.2	La valutazione degli scenari.....	158
5.3.4	Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti	160
5.4	SOLARE PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA TERMICA	167
5.4.1	Profili normativi rilevanti in relazione al solare per la generazione di energia termica	167
5.4.2	Caratteristiche salienti della tecnologia	170
5.4.3	Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico del sistema Portuale della Sardegna provenienti da tecnologia solare termica	172
5.4.4	Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti	174
5.4.5	La climatizzazione attraverso lo sfruttamento della Geotermia.....	176
5.4.5.1	Caratteristiche salienti della tecnologia geotermica	176
5.4.5.2	Efficienza della pompa di calore	177
5.4.5.3	Pompe di calore ad acqua	178
5.4.5.3.1	Utilizzo di acqua di mare come sorgente termica.....	179
5.4.5.3.2	Sistemi open-loop.....	179
5.4.5.3.3	Sistemi closed loop.....	179
5.4.5.4	Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico delle pompe di calore provenienti da impianti geotermici dell'Autorità di Sistema Portuale.....	180
5.4.5.5	Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti per l'efficientemente energetico impianti geotermici	180
5.5	EOLICO.....	181
5.5.1	Caratteristiche salienti della tecnologia eolica.....	181
5.5.1.1	Costi.....	184
5.5.2	Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico del sistema Portuale della Sardegna provenienti da Eolico	185
5.5.3	Considerazioni preliminari sulla realizzazione degli impianti eolici	186
5.6	ENERGIA DAL MARE: ONDE E MAREE	186
5.6.1	Moto ondoso.....	186
5.6.2	Caratteristiche salienti della tecnologia di produzione di energia dal mare.....	187
5.6.3	Maree	188
5.6.4	Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno di energia proveniente dal mare dell'Autorità di Sistema Portuale	189
5.6.4.1	Moto ondoso	189
5.6.4.2	Maree.....	189
5.6.5	Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti di produzione di energia proveniente dal mare	189
5.7	SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA	190
5.7.1	Caratteristiche salienti della tecnologia dei sistemi di accumulo.....	190
5.7.1.1	Batterie al litio	190
5.7.1.2	Maturità tecnologica.....	193
5.7.1.3	Accumulo termico.	194
5.7.2	Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno di accumulo energetico del sistema Portuale della Sardegna	195
5.7.3	Considerazioni preliminari sulla realizzazione dei sistemi di accumulo di energia.....	195
5.8	EFFICIENTAMENTO ENERGETICO.....	195
5.8.1	Trasformazione dei mezzi per operare la logistica sulle banchine.....	196
5.8.1.1	Introduzione di un nuovo vettore energetico il GNL.....	196
5.8.1.2	Il GNL nel DEASP.....	196

5.8.1.3	Contesto del mercato GNL	198
5.8.1.4	Competitività del GNL nel trasporto marittimo	198
5.8.2	Il caso Studio del porto Canale di Cagliari	200
5.8.2.1	Conversione dei mezzi portuali	200
5.8.2.2	Veicoli con sistemi di propulsione ibridi.	201
5.8.2.3	Il caso studio del Porto Canale di Cagliari.	202
5.8.3	Considerazioni conclusive	203
6	SISTEMA DI MONITORAGGIO, AGGIORNAMENTO DEL DEASP E METODOLOGIA PER CONSULTAZIONE DEGLI STAKEHOLDER	203
6.1	IL PIANO DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE	203
6.2	I METODI DI COINVOLGIMENTO ED I PROTAGONISTI DELLA CONSULTAZIONE	204
7	PIANO PLURIENNALE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE	206
8	LA VALUTAZIONE PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ – ANALISI BENEFICI COSTI	208
8.1	ANALISI COSTI BENEFICI (ABC) SEMPLIFICATA	210
8.2	ANALISI COSTI-EFFICACIA	211
8.3	ANALISI COSTI-BENEFICI COMPLETA	211
9	CONCLUSIONI.....	212
9.1	QUADRO DI SINTESI	214

1 PREMESSA

Il presente documento rappresenta il DEASP, ovvero il Documento di Pianificazione Energetico Ambientale del Sistema Portuale, elaborato che tutte le Autorità di Sistema Portuale devono predisporre, ai sensi del D.Lgs. n. 169/2016 (modificato dal D.Lgs. n. 232/2017) seguendo le indicazioni contenute nelle relative Linee Guida definite dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT). In tali LLGG emerge come la valutazione sul fabbisogno energetico e sui consumi di un sistema portuale (che rappresenta uno degli obiettivi del DEASP) debba essere fatto tenendo conto di tutte le attività presenti all'interno dei porti ricompresi nel sistema portuale stesso, comprensive di quelle dei concessionari e degli affidatari di servizi.

I tempi ristretti di elaborazione del presente piano, non determinati dalla volontà di chi ha elaborato il documento non hanno consentito, in questa stesura, di poter considerare in forma compiuta e completa tutte le attività ascrivibili ai numerosi concessionari ed affidatari presenti nei sei porti appartenenti all'Autorità di Sistema Portuale del Mar di Sardegna: la ricerca delle informazioni, la loro raccolta, la gestione dei dati e la successiva elaborazione avrebbe richiesto una tempistica non compatibile con i termini di approvazione del presente documento.

Pertanto si è deciso, in questa prima stesura, di limitare le valutazioni sui fabbisogni energetici e sui consumi attraverso misure e rilevazioni analitiche dirette alle sole attività riconducibili all'Ente Autorità di Sistema Portuale del Mar di Sardegna.

Per le altre attività dei concessionari e degli affidatari presenti nelle aree demaniali, è stata fatta una stima (basata su precedenti DEASP su contesti geografici simili) dei fabbisogni e consumi energetici che ha comunque consentito di poter avere un'indicazione precisa su tali variabili. In una stesura successiva del DEASP, i dati rilevati sui consumi e fabbisogni energetici verranno acquisiti direttamente al fine di rendere più concreto il Piano con le indicazioni regolamentari.

2 INTRODUZIONE

2.1 IL CONTESTO DEL QUADRO NORMATIVO

Nella Gazzetta Ufficiale n. 203 del 31 agosto 2016 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 169 del 4 agosto 2016 intitolato “Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità Portuali di cui alla Legge 28 gennaio 1994”: Il D.Lgs, composto da 23 articoli e un allegato, ha apportato sostanziali modifiche al Legge n. 84 del 1994, modificando il sistema di governance dei porti, ed introducendo delle modifiche finalizzate a rilanciare il sistema portuale italiano. Tra quelle più rilevanti, vi è, nell’art. 5, l’introduzione dell’art. 4 bis “(Sostenibilità energetica) nella legge 84/1994, che pone attenzione alle questioni della sostenibilità energetica dei porti, in particolare riporta quanto segue:

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.»*

Le AdSP saranno, quindi, obbligate a promuovere la redazione anche di un documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale (DEASP), con il fine di perseguire una riduzione delle emissioni di CO₂.

- a. Il documento di cui al comma 2, redatto sulla base delle Linee Guida adottate con il decreto n. 408 del 17 dicembre 2018 del direttore generale per il clima e l’energia del Ministero dell’Ambiente, di concerto con il direttore generale per la vigilanza sulle autorità portuali, le infrastrutture portuali ed il trasporto marittimo e per le vie d’acqua interne del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, definisce 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 con l’obiettivo di ridurre i consumi di combustibili fossili e, quindi, le emissioni di CO₂, migliorando la qualità ambientale dei porti e delle aree limitrofe. Occorre ribadire che le Linee Guida rappresentano il primo atto per orientare e favorire le politiche infrastrutturali e gli stessi investimenti verso la riconversione alla sostenibilità di un settore, quale quello portuale, tradizionalmente ad alto impatto ambientale. .

La specifica normativa di settore riguardante la redazione del DEASP si inserisce all’interno di una cornice normativa europea e nazionale che ha definito il quadro strategico di riferimento:

- a) Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL) approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 Luglio 2015 ed adottato il 26 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". Nell'Obiettivo Tematico 7 viene definito lo sviluppo ed il miglioramento dei sistemi di trasporto sostenibili dal punto di vista dell'ambiente ed a bassa emissione di carbonio, inclusi vie navigabili interne e trasporti marittimi, porti, collegamenti multimodali e infrastrutture aeroportuali, al fine di favorire la mobilità regionale e locale sostenibile, mediante il perseguimento dell'obiettivo specifico di aumentare la competitività del sistema portuale e interportuale. In tale obiettivo viene riconosciuto il contributo del sistema portuale e dell'ottimizzazione della catena logistica (collegamenti con l'entroterra e multimodali) alla sostenibilità. In questo senso si sottolinea la necessità di non sottovalutare gli impatti ambientali correlati al trasporto marittimo. Infatti, come ribadito anche nella "Guida Verde dell'Environmental Sea Ports Organisation (ESPO): l'eccellenza nella gestione e nella sostenibilità ambientale dei porti", sono essenzialmente riconducibili a: inquinamento dell'aria, del suolo e delle acque, conservazione dell'energia e cambiamento climatico, inquinamento acustico e produzione di rifiuti.

- b) 7° Programma Generale di azione dell'Unione in materia di Ambiente fino al 31 dicembre 2020 (Decisione n. 1386/2013/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 20 novembre 2013), presuppone che considerazioni di carattere ambientale trovino piena integrazione nell'ambito delle diverse politiche, ivi incluse le politiche legate ai trasporti, al fine di garantire l'evoluzione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.
- c) Rif. Direttiva UE 2014/94/EC (art. 4 comma 5); D.lgs 257/2016 (art. 4 comma 7) Entro il 31 dicembre 2025, in tutti i porti con priorità nei porti che fanno parte della rete TEN-T, verranno installati degli impianti shore side electricity, tranne nei casi in cui i costi siano sproporzionati ai benefici, inclusi i benefici ambientali. Inoltre «Attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati membri assicurano che, entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Gli Stati membri cooperano, se del caso, con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T».
- d) 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 (c.d. Direttiva DAFI – Deployment of alternative fuels infrastructure),

2.2 CONTENUTI GENERALI DEL DEASP

I DEASP, come definito, non rappresenta un piano, ma bensì un supporto tecnico che l'AdSP promuove anche indipendentemente dal sistema della Pianificazione Portuale, pur rispettandone i principi, e prevedendone l'adozione da parte degli organi della stessa Autorità, senza necessità di sottoporlo ad approvazioni di livello superiore. La redazione del DEASP viene generalmente affidata all'Energy Manager dell'AdSP, qualora nominato, ovvero agli uffici dell'Autorità che, da un lato abbiano le necessarie competenze energetico-ambientali, dall'altro abbiano accesso alle informazioni sui consumi energetici nel porto, che costituiscono la base di dati necessaria per ogni valutazione. Volendo fare una distinzione tra DEASP e PRdSP, il primo si identifica come documento che fa riferimento prevalentemente alla situazione reale del porto mentre il secondo pianifica la situazione e lo sviluppo futuri delle infrastrutture, indicando eventuali modifiche sulle destinazioni d'uso delle aree e degli immobili. Nel caso in cui, nell'attuazione delle

previsioni del PRdSP, si andasse a modificare in maniera sostanziale l'assetto definito nel DEASP, quest'ultimo dovrà essere opportunamente adeguato dall'AdSP per far fronte alle nuove previsioni.

Nel comma 3 è indicato che il DEASP: "Definisce indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso di energie rinnovabili in ambito portuale". Esso, avendo "il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂" comporta che vengano positivamente coinvolti tutti i parametri ambientali che trovano giovamento dal miglioramento dell'efficienza energetica e dall'uso delle energie rinnovabili: la riduzione dell'inquinamento atmosferico, di quello acustico, etc. Viene indicato di seguito un riassunto dei contenuti del DEASP richiesti dal Comma 3:

- Individuazione degli obiettivi di sostenibilità energetico-ambientale del porto;
- Individuazione degli interventi e delle misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi;
- Valutazione preventiva sulla fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi- benefici; risulta opportuno che tale analisi venga effettuata utilizzando tecniche adeguate al caso specifico, estese al cosiddetto "Costo Globale" in maniera tale da restituire anche in termini socioeconomici i risultati dei benefici ambientali; tale valutazione potrà essere estesa sia all'insieme degli interventi previsti nel DEASP, che a ciascuno di essi, qualora sia richiesto da specifiche previsioni normative;
- Programmazione degli interventi in un periodo temporale prefissato, ed individuazione degli obiettivi da raggiungere.

Per quanto concerne l'individuazione degli obiettivi e il monitoraggio dei risultati raggiunti dagli interventi realizzati, risulta indispensabile disporre di un strumento di verifica, che sia in grado di:

- Effettuare una fotografia dello scenario attuale,
- Individuare le criticità;
- Assumere gli obiettivi energetico-ambientali compatibilmente con le esigenze del territorio e con le best practices;
- Individuare eventuali obiettivi parziali in un orizzonte temporale prefissato;
- Monitorare i risultati raggiunti.

Tale verifica dovrà essere opportunamente associata ad una metodologia riconosciuta e standardizzata, in modo da facilitare l'uniformità di questa fase tra i diversi Sistemi Portuali. Si è ritenuto utile utilizzare a questo scopo la metodologia illustrata in 3.3.1.

2.2.1 Le linee guida

Le Linee Guida per la redazione dei PRdSP forniscono alcune indicazioni per la formulazione delle stesse nel DEASP. Infatti, il Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale del Sistema Portuale, deve:

1. fare riferimento ai contenuti tecnico-specialistici dei PRdSP in materia energetico-ambientali;
2. essere trasmesso alla Conferenza Nazionale di Coordinamento delle AdSP, di cui all'art. 14 del D.Lgs. 169/2016, affinché il sistema possa avere un'adeguata informazione sulla situazione energetico-ambientale dei porti e si confronti sulle linee d'indirizzo in questo settore;
3. prevedere la valutazione degli interventi secondo l'analisi costi-benefici, facendo anche riferimento alle **Linee Guida Per La Valutazione Degli Investimenti In Opere Pubbliche**, emanate dal MIT in attuazione del D.lgs. 228/2011. Tale analisi dovrà tenere opportunamente conto degli aspetti sociali ed ambientali degli interventi proposti, secondo una visione del costo "globale". L'analisi Costi-Benefici orientate in senso socio-economico è lo strumento più adeguato per una valutazione sulla convenienza economica degli interventi pubblici in ambito portuale in accordo con gli indirizzi nazionali (D. DLgs. 228/2011) ed europei (Modello ACB DG-REGIO, 2014). L'analisi costi-benefici sarà effettuata preferibilmente per l'insieme degli interventi e delle misure previste nel DEASP, in modo da fornire un quadro complessivo di valutazione degli effetti programmati, semplificando la procedura di verifica.

2.2.2 Obiettivi del DEASP

Sulla base degli impegni assunti in sede europea e della sempre maggiore attenzione alla sostenibilità delle attività economiche, la riforma del Sistema Portuale Italiano, che ha l'obiettivo primario di migliorarne la competitività, sta indirizzando il settore verso la ricerca di soluzioni che rendano meno impattanti le attività nelle aree portuali, individuando nel miglioramento ambientale uno dei fattori di competitività dei porti. È noto che tutte le infrastrutture portuali e le attività ad esse connesse, hanno un importante impatto nei confronti della qualità dell'acqua e dell'aria, delle emissioni in atmosfera, del consumo di suolo e di risorse, di una maggiore produzione di rifiuti. In particolare le istituzioni internazionali pongono sempre più l'attenzione sul traffico marittimo con l'obiettivo di minimizzarne gli impatti ambientali.

2.3 IL PROCESSO METODOLOGICO DI FORMAZIONE DEL DEASP

La metodologia per la formulazione dei contenuti del DEASP viene fornita dalle Linee Guida di cui al Decreto n.408 del 17/12/2018 del Direttore Generale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Alla base del processo si individua la necessità di una fotografia della situazione esistente, in riferimento alle emissioni di CO₂, attraverso la valutazione della già citata Carbon Footprint del Sistema Portuale, sulla base di quanto previsto dalla norma UNI 14064. Tale fotografia andrà valutata alla luce del Documento di Pianificazione Strategica di Sistema (DPSS) e nei confronti del Piano Regolatore del Sistema Portuale PRdSP, relativamente al tema delle emissioni di CO₂, permettendo in tal modo di individuare un ventaglio di obiettivi integrati generali ed eventuali priorità. La redazione delle fasi successive sarà resa possibile dalla formalizzazione degli obiettivi e delle priorità da parte dell'AdSP attraverso le indicazioni orientate al raggiungimento degli stessi anche attraverso la valutazione della loro fattibilità, prendendo in esame gli elementi più strettamente connessi all'obiettivo energetico-ambientale. Il DEASP, che di fatto vuole essere uno strumento snello e operativo libero da approvazioni sovraordinate, dovrà essere aggiornato almeno ogni tre anni, con la possibilità di adeguamenti intermedi eventualmente necessari. L'approfondimento di tali aggiornamenti dipenderà dall'entità delle modifiche avvenute nell'orizzonte temporale di riferimento fino all'effettuazione di una nuova valutazione della Carbon Footprint, nel caso siano stati attuati interventi significativi. Gli interventi e le misure orientati verso la riduzione delle emissioni, necessitano di un tempo adeguato sia per quanto riguarda le autorizzazioni, sia per la valutazione dei relativi impatti, tenendo sempre in considerazione la rapida evoluzione tecnologica del settore in esame che inevitabilmente comporterà conseguenze sugli aspetti di natura economica, proprio come dovrà avvenire per le stesse Linee Guida che verranno aggiornate con una frequenza di tre anni.

2.4 STRUTTURA DEL DEASP

2.4.1 Premessa

Nell'ambito della riforma del sistema portuale, ha assunto notevole importanza un aspetto che in Europa e nel mondo sta ottenendo particolare attenzione: il miglioramento dello scenario energetico-ambientale dei porti ed i risultati positivi raggiunti dagli interventi orientati in questa direzione. I presupposti normativi, gli esempi di best practices e la visione complessiva della sostenibilità nei Sistemi Portuali come elemento di competitività, nonché tutte le informazioni di base sugli obiettivi di gestione ambientale con particolare attenzione alla problematica delle emissioni di CO₂, costituiscono gli elementi indispensabili che dovranno essere contemperati nella premessa del DEASP.

2.4.2 Relazione generale

La relazione generale del DEASP ha i seguenti obiettivi principali:

- a. *descrivere sinteticamente lo stato di fatto sotto il profilo sia fisico morfologico/funzionale (naturale, ambientale, infrastrutturale, funzionale, ecc.) sia istituzionale e programmatico (soggetti, proprietà, concessioni, vincoli preordinati, stato della pianificazione e attuazione...), con riferimento alle distinte aree portuali del sistema;*
- b. *descrivere i contenuti del DEASP (interventi e misure previsti), con riferimento sia al sistema portuale che ai distinti porti facenti parte del sistema;*
- c. *indicare le fasi attuative degli interventi e delle misure previste e la stima di massima dei relativi costi.*

2.4.3 La fotografia iniziale

La prima fase della redazione del DEASP deve prevedere una fotografia delle emissioni di CO₂ dell'insieme dei porti inclusi nel Sistema Portuale, secondo la già citata metodologia della "Carbon Footprint", che fa riferimento alla norma UNI ISO 14064 e ai relativi protocolli attuativi specifici. L'ambito di riferimento al quale estendere il calcolo relativo deve essere il più possibile uniforme per tutti i porti, anche al fine di poter utilizzare in modo aggregato i dati raccolti.

2.4.4 La scheda di aggiornamento annuale

Eventuali interventi o misure attuati nell'arco di un anno, potranno essere inseriti in un'opportuna scheda sintetica di aggiornamento annuale del DEASP. In essa verranno descritti gli elementi necessari per la valutazione della riduzione delle emissioni di CO₂ e dell'efficacia espressa attraverso l'Analisi Costi Benefici.

2.4.5 I contenuti tecnici

Le Linee Guida per la formulazione del DEASP hanno l'obiettivo di fornire una metodologia per la valutazione del fabbisogno energetico, attuale e prospettico, dell'area portuale. Esse si propongono inoltre di individuare una serie di soluzioni tecnologiche in grado di ridurre il consumo di energia primaria a parità di servizi offerti, prediligendo le tecnologie che garantiscono un maggior rispetto per l'ambiente.

Tali soluzioni possono essere costituite da:

- a) Interventi che prevedono opere, impianti, strutture, lavori, come risultato d'investimenti effettuati con il fine di migliorare l'efficienza energetica e produrre energia da fonti rinnovabili;
- b) Misure che mirano a ottenere gli stessi risultati attraverso regole, priorità, agevolazioni, etc. (bandi e contratti con i concessionari, etc.)

2.4.6 La valutazione di fattibilità

L'analisi costi-benefici dovrà contenere gli elaborati previsti dagli indirizzi nazionali (D. DLgs. 228/2011) ed europei (Modello ACB DG-REGIO, 2014), avendo particolare attenzione sia ad un'attenta valutazione delle esternalità e della monetizzazione dei costi-benefici ambientali, sia al perseguimento della massima semplificazione possibile della procedura.

2.4.7 Elaborati grafici

Visto il carattere operativo del DEASP, si ritiene utile l'inserimento dei soli elaborati necessari a supportare l'individuazione delle misure e degli interventi previsti evitando analisi che lo renderebbero eccessivamente esteso. Possono, per esempio, essere inseriti elaborati riferiti sia al Sistema Portuale che ai singoli porti, riguardanti:

1. lo stato dei luoghi (caratteri fisici, morfologici e ambientali degli edifici e delle aree) con l'indicazione dei relativi consumi energetici;
2. l'assetto della mobilità interna, con le previsioni delle modifiche;

3. vincoli, aree a specifica tutela ambientale;
4. elaborati grafici che riportino gli interventi previsti, anche per fasi temporali di attuazione.

3 QUADRO CONOSCITIVO

3.1 IL QUADRO CONOSCITIVO INFRASTRUTTURALE ED AMBIENTALE

3.1.1 Il porto di Cagliari

Il sistema portuale di Cagliari si articola su diversi tre bacini portuali, ognuno dei quali caratterizzato da una specifica autonomia fisica e funzionale. Il sistema portuale è localizzato al centro del Golfo di Cagliari, e rappresenta, per la sua posizione, uno degli snodi portuali strategici e fondamentali del Mediterraneo. Infatti, alle funzioni commerciale e terminal crociere, associa il rilevante ruolo di transshipment nel Mediterraneo occidentale, oltre a quello legato al trasporto delle rinfuse liquide dei prodotti petroliferi. È costituito da tre bacini portuali:

- Il porto commerciale, interno alla città, si sviluppa su 5.800 metri di banchina e ha una vocazione per traffico commerciale, Ro-Ro, navi passeggeri e crocieristico (con un terminal dedicato). Il porto commerciale è suddiviso secondo due aree che presentano caratteristiche funzionali differenti: il bacino di ponente e il bacino di levante. Il primo è prevalentemente destinato alle attività commerciali e da pesca mentre il secondo è destinato esclusivamente alla nautica da diporto, alla cantieristica e all'approdo di navi militari.
- Il porto industriale, denominato Porto Canale, specializzato nella movimentazione dei containers, principalmente transshipment, si estende per oltre 1.600 metri e possiede cinque accosti per traffico transshipment e Ro-Ro. Inoltre nella parte ad est del bacino di evoluzione è presente il terminal delle merci alla rinfusa.
- Il terminal petrolifero, localizzato nella parte più occidentale del Golfo di Cagliari, ricade interamente nei comuni di Capoterra e Sarroch (Porto Foxi). Nel panorama nazionale il terminal di Porto Foxi, è uno dei principali, con una movimentazione media annuale di circa 25 milioni di tonnellate di rinfuse liquide, principalmente prodotti petroliferi e, in minor percentuale, prodotti chimici.

Tabella 3.1 Dimensionamento del porto di Cagliari¹

Porto di Cagliari		
	Porto Commerciale	Porto Canale
Superficie totale a terra [m ²]	111.643	435.000
Superficie specchi acquei [m ²]	5.000.000	
Numero banchine	28	2
Lunghezza totale banchine [m]	11.730	
Numero accosti ²	17 (per merci e passeggeri)	7
Pescaggio massimo [m]	10,9	16

3.1.1.1 Inquadramento fisico del Porto di Cagliari.

Il Porto di Cagliari ricade interamente nel Golfo degli Angeli, a partire dal Canale di San Bartolomeo sino a sud dell'area di porto Foxi. I comuni interessati sono Cagliari, Capoterra e Sarroch. Gli elementi più significativi di questa fascia costiera sono connessi al Porto vecchio, prossimo al centro storico di Cagliari, al porto canale, inserito nello stagno di Santa Gilla ed al litorale compreso tra la località di Giorgino l'agglomerato industriale della Saras nel comune di Sarroch. Il Porto di Cagliari si inserisce nel più ampio ambito costiero che appartiene al settore della piana del Campidano, comprendente la fascia orografica del settore orientale ed occidentale, facenti parte rispettivamente dal pilastro tettonico del Sarrabus-Gerrei e del Sulcis-Iglesiente. La linea di costa è completamente artificiale, essendo peraltro protetta dagli agenti meteo

¹ Piano Regionale dei Trasporti. Regione Autonoma della Sardegna.

² A questi si aggiunge la disponibilità di accosti (5.500 m) dei pontili off-shore del terminal petrolifero

marini grazie alla presenza dei moli foranei di levante e ponente. All'interno del Porto Storico, sversano a ovest, il Canale di Santa Gilla (Canale di Guardia a protezione ambientale della Laguna) e, ad est, il Canale di San Bartolomeo.

Il Porto Canale, l'infrastruttura portuale industriale di Cagliari, è stato costruito negli anni '80 per colmamento dell'area dell'antico quartiere dei pescatori Giorgino e di Sa Illetta. Le aree del Porto Canale coprono una superficie complessiva di oltre 500 ettari, mentre il banchinamento del porto si estende per oltre 1.600 metri di lunghezza con cinque accosti per traffico transhipment, oltre a quelli per il Ro-Ro e le rinfuse.

Il settore compreso tra l'area del Porto Canale e quella del Porto Foxi è costituito prevalentemente da spiagge e dune costiere ma anche da depositi alluvionali originati dai corsi d'acqua che sversano dal versante orientale dei monti del Sulcis. Il litorale è prevalentemente non urbanizzato, ma comunque contrassegnato dalla presenza della SS 195, dagli abitati di La Maddalena e Su Loi nel Comune di Capoterra e dal polo industriale nel Comune di Sarroch.



Figura 3.1 Inquadramento territoriale dei poli portuali di Cagliari

3.1.1.2 Porto Commerciale di Cagliari

Il Porto Commerciale, denominato anche Porto Storico, presenta uno specchio d'acqua che si estende per 2.065.000 m² complessivi, con fondali fino a 12 metri mentre la superficie a terra è pari a 333.250 m². Lo sviluppo costiero dello scalo è di oltre 11.000 m, di cui 4.800 m banchinati. All'interno delle dighe foranee del porto commerciale si articolano poco più di 7 km di sviluppo di fronte d'acqua banchinato, dei quali 2.400 m per operazioni commerciali e traffico passeggeri.

Il porto è delimitato da due opere foranee esterne, la diga foranea di Ponente e la diga foranea di Levante, e da un'opera interna, il Molo Ichnusa. Dette opere suddividono il porto commerciale in tre distinti bacini:

1. **Bacino di Levante**, con uno specchio d'acqua: 972.000 m², è compreso fra il Molo Ichnusa e la diga foranea di Levante;
2. **Porto Interno**, compreso fra il Molo Sabauda ed il Molo Ichnusa;
3. **Bacino di Ponente**, compreso fra la diga foranea di Ponente ed il Molo Sabauda.



Figura 3.2 I bacini del porto commerciale di Cagliari

3.1.1.2.1 Dati tecnici del Bacino di Levante, del Bacino di Ponente e del Porto Interno

Nelle tabelle seguenti, vengono fornite le specifiche tecniche degli accosti del porto commerciale di Cagliari: nome, lunghezza espressa in metri, destinazione d'uso e profondità dei rispettivi fondali espressa in metri.

Tabella 3.2 Porto Commerciale, specifiche degli accosti³_ Bacino di Levante

Bacino di Levante			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Banchina di San Bartolomeo	280	Diporto	2
Pennello Sant'Elmo di Levante	174	Pesca, Diporto	7
Pennello Sant'Elmo di Ponente	138	Pesca, Diporto	7
Calata Fiera	246	Diportismo e pescherecci	3
Calata dei Trinitari	293	Diporto	4
Pennello Bonaria Levante	269	Pesca Diporto	4
Pennello Bonaria Ponente	360	Pesca Diporto	4
Calata dei Mercedari	251	Diporto	5
Banchina Garau	239	Marina militare	6,9

³ AdSP del Mare di Sardegna. 2019

Il Piano Regolatore Portuale ha destinato la zona compresa tra la diga foranea e la pineta di Bonaria a porto turistico. Attualmente tra i moli Sant'Elmo e Bonaria ormeggiano imbarcazioni da diporto e si svolgono le attività nautiche delle società sportive che hanno sede nelle aree a terra, adibite inoltre ad attività di ristorazione. Gli spazi retrostanti la calata dei Mercedari sono utilizzati per il rimessaggio ed il ricovero delle barche da diporto. Il lato di Levante del Molo Ichnusa è impiegato esclusivamente per le esigenze di servizio della Marina Militare. Il lungomare di Su Siccu è utilizzato, conformemente alle previsioni del Piano Regolatore Portuale, che lo individua come "Parco di Bonaria", a verde attrezzato e passeggiata a mare.

Tabella 3.3 Porto Commerciale, specifiche degli accosti⁴_ Bacino di Ponente

Bacino di Ponente			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo[m]
Molo Sabauda Levante	485	Ro-Ro Passeggeri	8
Molo Sabauda Testata	90	Passeggeri	8,5
Molo Sabauda Ponente	482	Ro-Ro Passeggeri	8,5
Calata Riva di Ponente	168	Ro-Ro Passeggeri	12
Molo Rinascita Levante	449	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Altre merci	10,9
Molo Rinascita Testata	115	Passeggeri	10,9
Molo Rinascita Ponente	476	Passeggeri	10,9
Darsena Pescherecci	1.139	Pesca	4,5

Il bacino di Ponente abbraccia la zona commerciale del porto vecchio, oggi impiegata per gli intensi traffici delle merci (con le navi Ro-Ro) e dei passeggeri (con navi di linea o in transito sulle navi da crociera).

Tabella 3.4 Porto Commerciale, specifiche degli accosti⁵_ Porto Interno

Porto Interno			
Nome Banchina	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]

⁴ AdSP del Mare di Sardegna. 2019

⁵ AdSP del Mare di Sardegna

Banchina Ichnusa	324	Passeggeri, Ormeggio navi militari	2
Molo Ichunsa Testata	86	Passeggeri, Ormeggio navi militari	8
Molo Capitaneria	120	Passeggeri, Ormeggio navi militari	6,5
Calata Darsena	160	Diporto, Mezzi di servizio	6
Molo Dogana, Levante	143	Diporto	7
Molo Dogana, Testata	62	Diporto	6
Molo Dogana, Ponente	127	Diporto	10
Calata via Roma	247	Diporto	10
Molo Sanità, Levante	104	Diporto	7
Molo Sanità Testata	60	Diporto	7
Molo Sanità, Ponente	117	Diporto	6
Calata Azuni	94	Diporto	6
Calata Sant'Agostino	276	Diporto	8

Il Porto Interno, con uno specchio d'acqua di 298.000 m² e fondali da 3 a 8 metri, comprende le opere portuali di più antica realizzazione e coincide con la parte centrale del Porto Vecchio, posta tra il Molo Ichnusa e la Calata Sant'Agostino.

3.1.1.3 Il Porto Canale

Il Porto industriale di Cagliari è un'infrastruttura realizzata per lo smistamento e il trasporto di merci containerizzate. Il Terminal di transhipment di contenitori rappresenta la più significativa realtà commerciale della portualità sarda. Il porto è entrato dal 2005 tra i primi 100 del mondo. L'area del Porto Canale, è data in concessione a due aziende terminaliste: la prima è la CICT (Cagliari International Container Terminal) che ha in concessione 400.000 m² di piazzali utilizzati per il transhipment (come si vedrà al momento in fase di liquidazione), la seconda azienda è la Feeder and Domestic Service del Gruppo Grendi, che gestisce un terminal di 35.000 m² adibiti al cabotaggio nazionale di containers. Nel confine del terminal è situata una darsena di servizio in cui sono ormeggiate motovedette e altre imbarcazioni di servizio. Nella Tabella 3.5 si riportano le dimensioni degli accosti presenti nel porto canale.



Figura 3.3 Il porto canale di Cagliari

Tabella 3.5 Porto Canale, specifiche degli accosti⁶.

Porto Canale			
Nome Banchina	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Darsena Servizi	534	Mezzi di servizio	6
Terminal Contenitori e Banchina uso pubblico	1.848	Ro-Ro merci e container	16
Banchina Rinfuse	800	Rinfuse secche, Merci in colli Altre merci	12

Lo schema del porto Canale di Cagliari presenta un ampio avamposto delimitato da due moli foranei convergenti, della lunghezza di 2.020 metri ciascuno. Gli specchi acquei sono complessivamente pari a circa 3.000.000 m². Allo stato attuale è banchinato il lato sul versante Nord-Est, che presenta, nella parte iniziale, a circa 2.000 metri dall'imboccatura dell'avamposto, una darsena per servizi, di dimensioni pari 140x70 metri, con fondali di 6 metri. Immediatamente in successione vi è la banchina per navi Ro-Ro con relativo dente d'attracco e, quindi, il Terminal di transhipment di contenitori.

3.1.1.4 **Porto Foxi**

Porto Foxi costituisce il terminal petrolchimico del Porto di Cagliari. Esso ricade all'interno del comune di Sarroch. L'agglomerato industriale si estende per 67,88 km su una conformazione pressoché triangolare, dista 22 Km dalla città di Cagliari, alla quale è collegato attraverso la SS. 195 Sulcitana. Sono presenti due

⁶ Piano Operativo Triennale 2018-2020 AdSP del Mare di Sardegna

pontili industriali a servizio degli stabilimenti Versalis e Sarlux S.r.L. mentre, nella vasta area industriale CACIP, è presente il pontile a servizio dello stabilimento della Syndial di Assemmini. L'area industriale di Sarroch comprende, oltre a quelli già citati, i seguenti stabilimenti:



Figura 3.4 Polo petrolchimico del porto di Cagliari

- Sasol Italy S.p.A.
- Eni S.p.A. div. R&m
- Liquigas S.p.A.
- Air Liquide impianti gassificazione S.R.L.

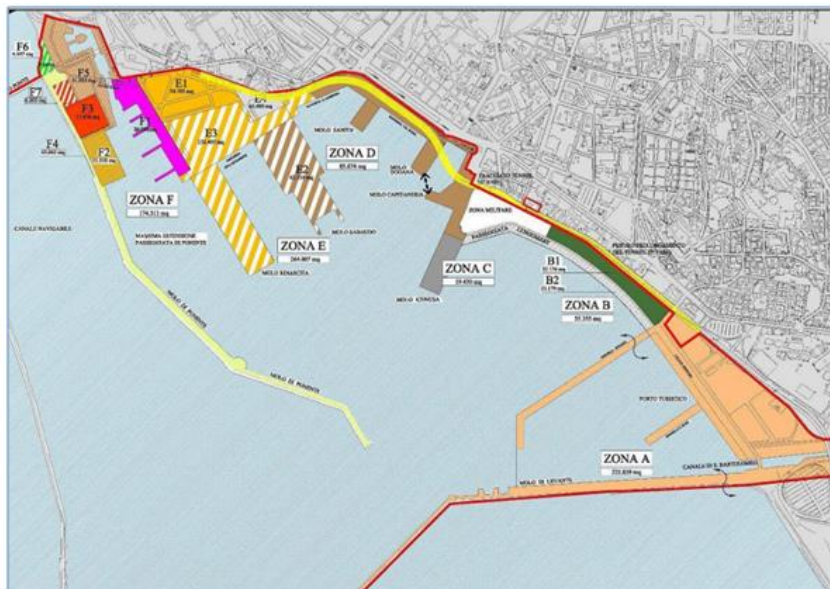
3.1.1.5 Vincoli

L'area nella quale ricadono il porto commerciale e il porto canale di Cagliari presenta molteplici valenze di natura paesaggistico/ambientale, sottoposte a diverse forme di tutela. La zona in analisi rientra nell'ambito di protezione faunistico-venatoria dell'Oasi del Molentargius e dell'Oasi di Santa Gilla. Ai sensi della Legge Regionale 29 luglio 1998, n. 23 - *Norme per la protezione della fauna selvatica e per l'esercizio della caccia in Sardegna*-, l'oasi faunistica è finalizzata al mantenimento ed alla sistemazione degli habitat. Costituiscono elementi ambientali sottoposti a tutela, interni all'ambito di competenza dell'Autorità Portuale o ad esso prossimi:

- Laguna di Santa Gilla,
- Saline di Macchiareddu,
- Stagno di Cagliari, stagno di Molentargius e territori limitrofi,
- Torre del Poetto, Monte Sant'Elia, Cala Mosca e Cala Fighera.

Oltre a queste aree, che rappresentano una peculiarità ambientale di particolare rilevanza paesaggistico ambientale, sono presenti anche siti di interesse storico e culturale capaci di generare una forte attrazione. La Figura 3.7 "Carta del rischio archeologico_ Porto Vecchio/commerciale" mette in evidenza le aree considerate a rischio archeologico del porto commerciale di Cagliari, ovvero quelle aree per le quali si riscontra la probabilità più o meno elevata d'intercettare beni archeologici nel corso di scavi intrapresi per interventi edilizi o infrastrutturali.

La Figura 3.5 e la Figura 3.6 illustrano la zonizzazione delle aree del porto commerciale e del porto canale di Cagliari secondo il Piano Regolatore Portuale approvato con Deliberazione della Giunta Regionale della Sardegna N. 18/13 DEL 20.5.2014 e ss. mm.ii.



ZONA A: PORTO TURISTICO		ZONA C: STRUTTURA POLIFUNZIONALE E ZONA SERVIZI		ZONA F: PORTO PESCHERICCIO, CANTIERI E SERVIZI ANCLARIE			
ZONA	ID	DESTINAZIONE USI	ZONA	ID	DESTINAZIONE USI		
A	A1	ATTIVITÀ OPERATIVE CONNESSE CON LA NAUTICA, DESTINAZIONE IN BRACCIO ALLE ATTIVITÀ PERMANENTI DELLA NAUTICA	C	C1	F1	NUOVI BANCHERAMENTI E AREE A SERVIZIO DELLA NAUTICA PESCHERICCIO	
		AREA DELLA RICETTA E SPORTEVE			F2	AREE E STRUTTURE PER SERVIZI ANCLARIE	
		SPORTEVE PERMANENTI ATTIVITÀ DI CANTIERI NAUTICI, ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE E RIPARAZIONE DEL CORPO NAUTICO	D	D1	F3	CANTIERI DI PORTO	
		STRUTTURE RECETTIVE E DI SERVIZIO			F4	PIAZZA E PANDOLATA DI PORTO	
		ATTIVITÀ COMMERCIALI AL DETTAGLIO	E	E1	F5	AREE PER ATTIVITÀ PRODUTTIVE PER LA NAUTICA E SERVIZI CONNESSE	
		PERCORSO PEDONALE			F6	RECUPERO AMBIENTALE CON BIODIVERSITÀ	
		ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE, INCUBAZIONE E ATTIVITÀ A SUPPORTO DELLA NAUTICA	B1	B1	F7	AREA PER AMPLIAMENTO CANTIERI DI PORTO	
		ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE, INCUBAZIONE E ATTIVITÀ A SUPPORTO DELLA NAUTICA			B2	PANDOLATA LUNGOARRE	
		AREA A CONDENSAZIONE DEI CONDIZIONALI DEL PORTO TURISTICO	B2	B2			
		ZONA B: PARCO DI BONARIA		ZONA D: DI PORTO IN TRANSITO E GRANDI YACHTS			
ZONA	ID	DESTINAZIONE USI	ZONA	ID	DESTINAZIONE USI		
B	B1	VERDE ATTREZZATO	D	D1	AREE PER ATTIVITÀ A SUPPORTO DELLA NAUTICA DA IMPORNO E TURISMO - YACHTING		
		B2			B2	AREE PER ATTIVITÀ A SUPPORTO DELLA NAUTICA DA IMPORNO E TURISMO - YACHTING	
		ZONA E: TERMINAL PANDOLATA					
ZONA	ID	DESTINAZIONE USI	ZONA	ID	DESTINAZIONE USI		
E	E1	AREE DI SERVIZIO PER ATTIVITÀ PORTUALI	E	E1	PERCORSO PEDONALE		
		BORGATA, UFFIZIO MARITTIMO, STAZIONE MARITTIMA			E2	E2	TERMINAL RO-RO, MISTO E SERVIZI PORTUALI
		AREE OPERATIVE A SERVIZIO DELLE BANCHE	E3	E3			
		ZONA DI ENDO INTERMEDIALE			E4	E4	

Figura 3.5 Zonizzazione⁷ dell'area portuale di Cagliari Porto Storico

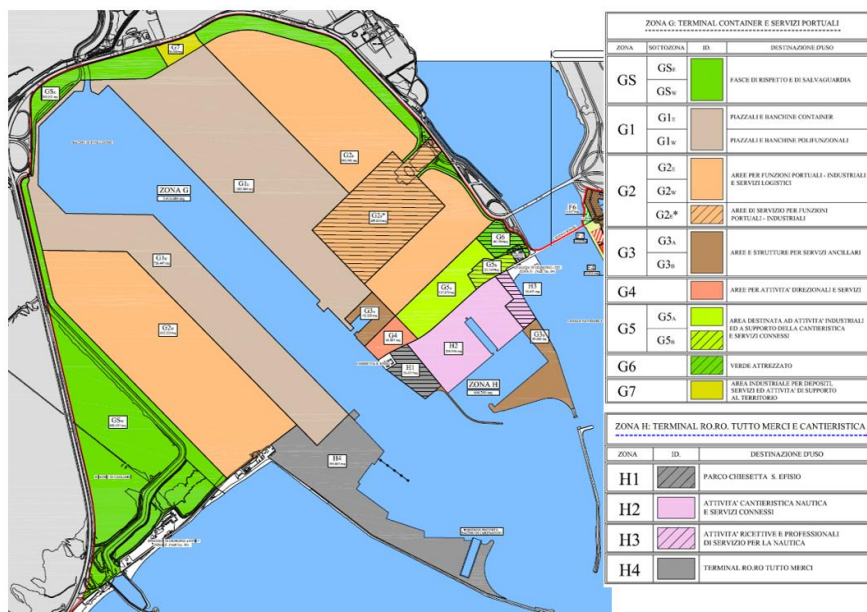


Figura 3.6 Zonizzazione⁸ dell'area portuale di Cagliari Porto Canale

⁷ AdSP del Mare di Sardegna. Nuovo Piano Regolatore Portuale. 2009

⁸ AdSP del Mare di Sardegna. Nuovo Piano Regolatore Portuale. 2009

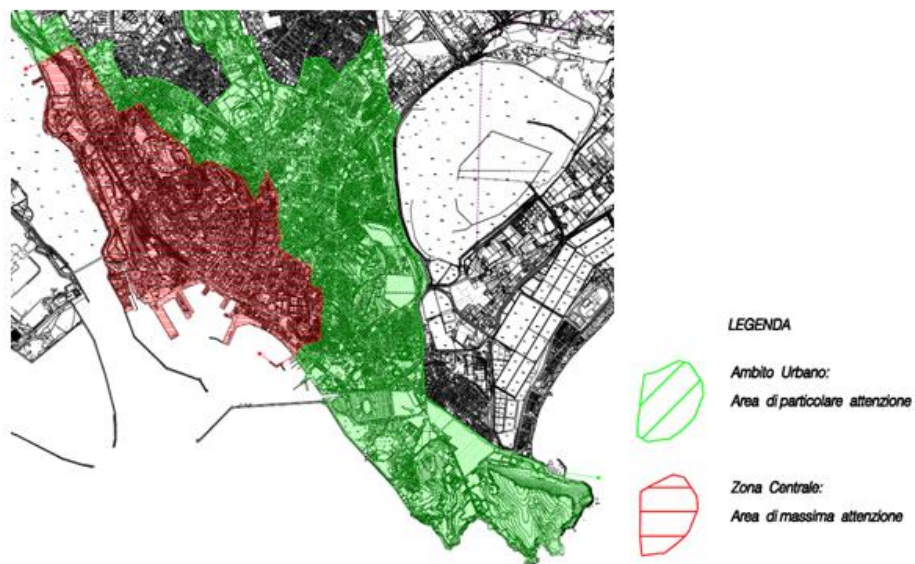


Figura 3.7 Carta del rischio archeologico⁹_ Porto Vecchio/commerciale.

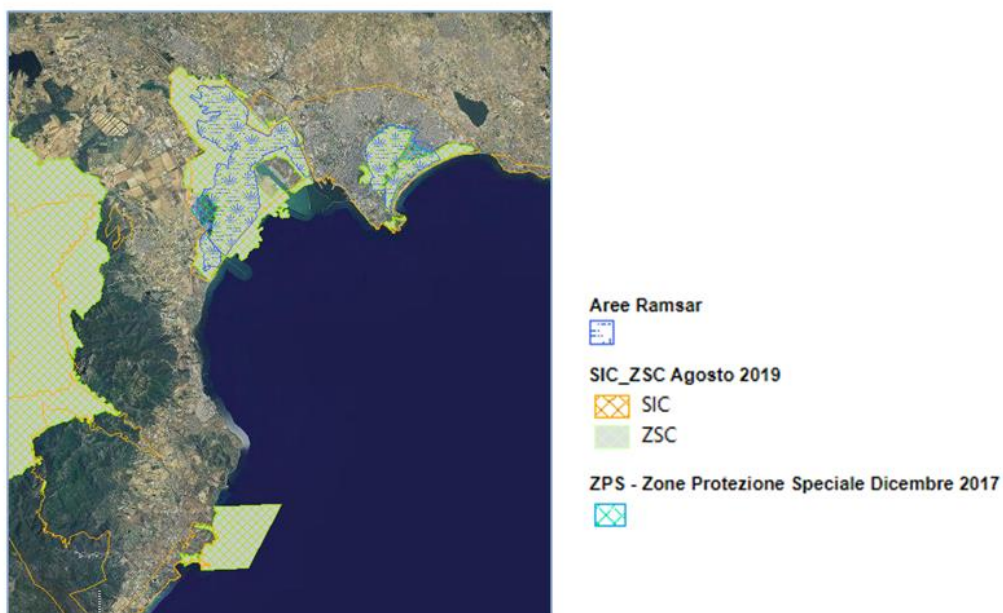
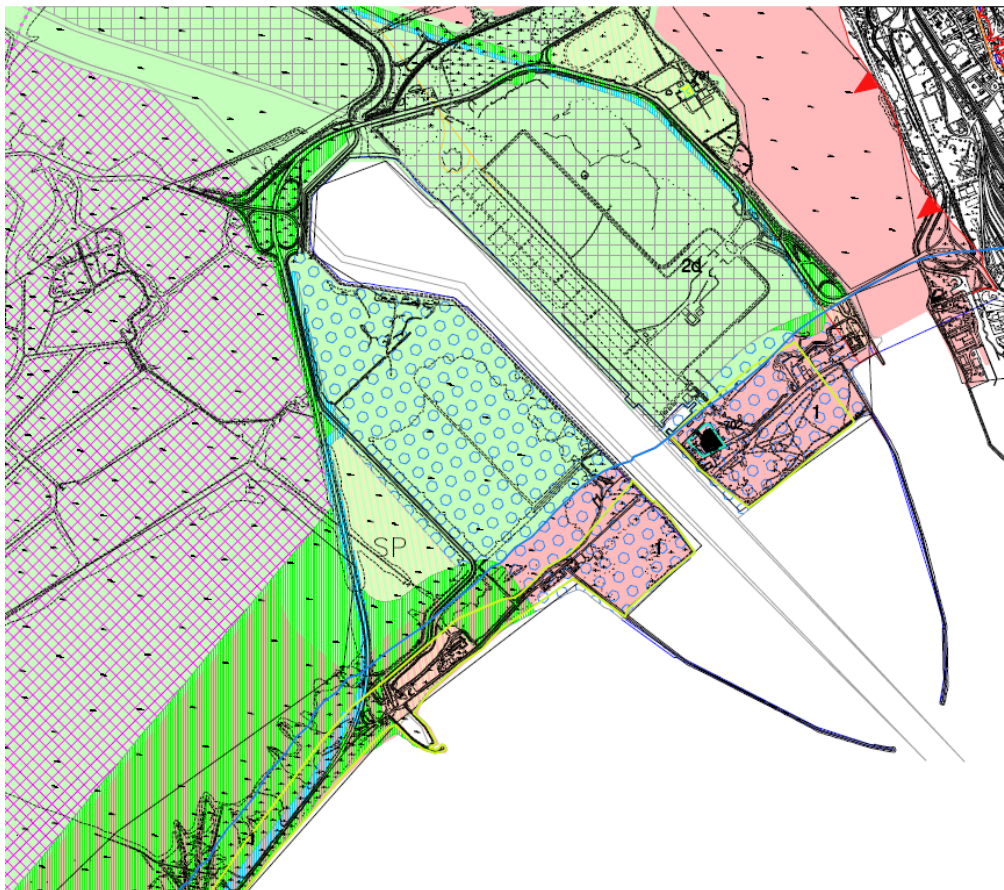


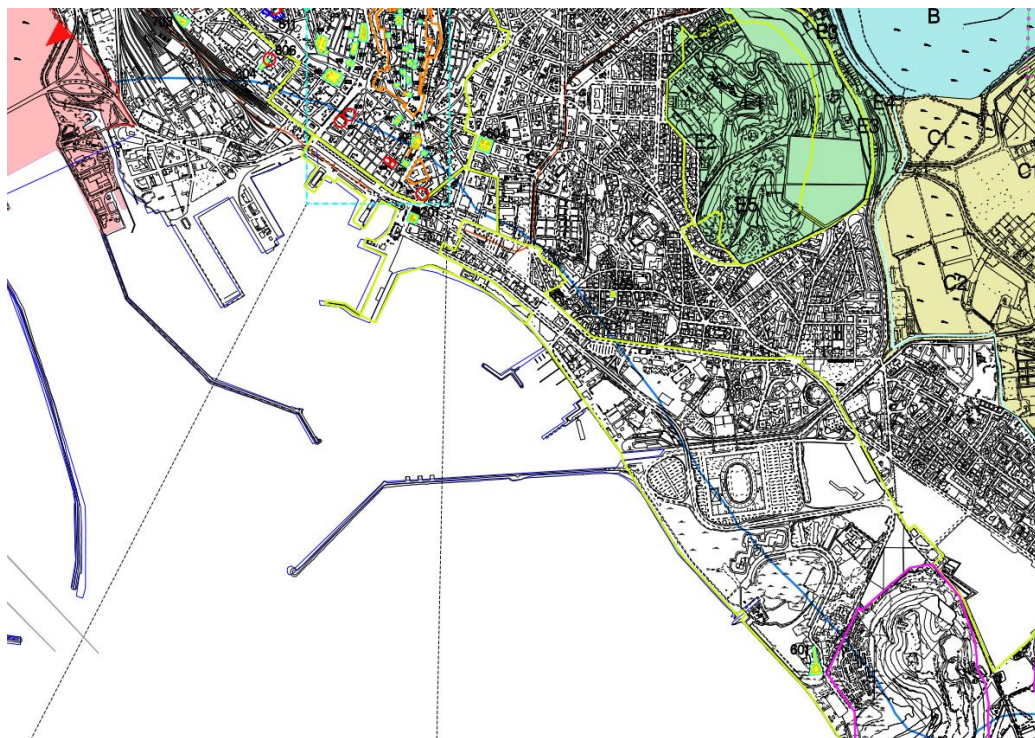
Figura 3.8 Carta dei vincoli ambientali¹⁰_ Arco Portuale di Cagliari.

⁹ PUC, Comune di Cagliari. Tav C2-1-1

¹⁰ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate



Porto Canale



Porto commerciale

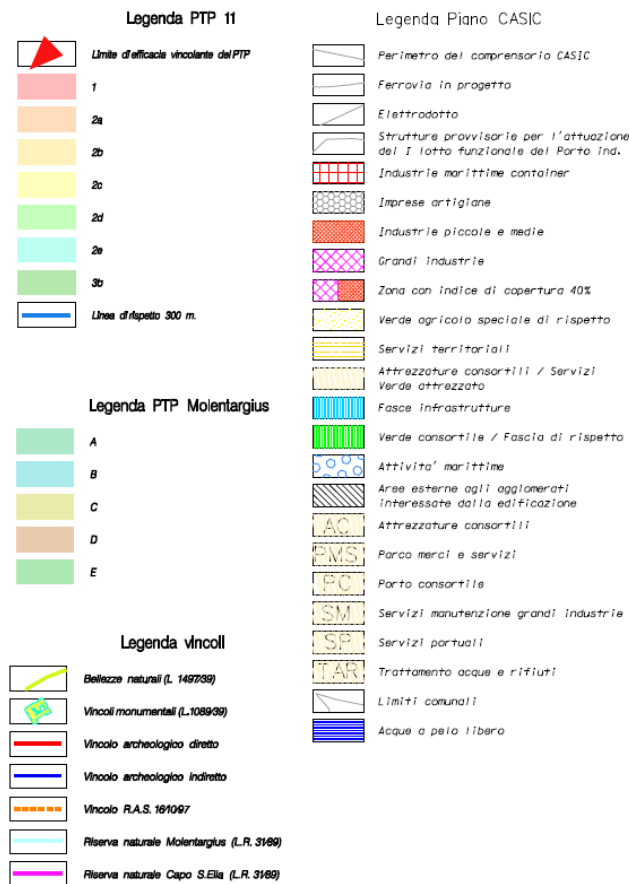


Figura 3.9 PUC Cagliari – TAV. B.2.3 e B.2.3 - Pianificazione Sovracomunale e vincoli ¹¹_ Arco Portuale di Cagliari.

Di seguito vengono analizzate le relazioni e le possibili interferenze dell'area in esame con gli strumenti di pianificazione territoriale e il quadro normativo di riferimento degli ambiti di tutela e dei vincoli ambientali. Il **Piano Paesaggistico Regionale**¹² (PPR) individua le Regioni storiche dalla Sardegna. L'ambito territoriale sul quale insiste il sistema Portuale di Cagliari ricade tra la regione storica Campidano di Cagliari (33) e la regione storica Caputerra (35). La città di Cagliari si trova nell'area del Campidano di Cagliari, che racchiude i centri di antica formazione localizzati a corona sulle aree delle saline e aree umide del Molentargius. I Comuni di Capoterra e Sarroch ricadono viceversa nella regione storica Caputerra. La zona prospiciente l'ambito portuale di Cagliari si presenta ricco di valenze storico-architettoniche, come si evince dall'analisi delle tavole del PUC relative ad Edifici rilevanti e Percorsi Storici (cfr. Figura 3.7). L'Ambito portuale è caratterizzato da pregevoli antiche strutture ed, in particolare, da coronamenti di granito, paramenti in calcare e manufatti. In relazione alle valenze di tipo archeologico il PUC di Cagliari individua nell'ambito di via Roma una zona di massima attenzione. Nello specifico sono segnalati due siti archeologici (240 e 241), entrambi individuati dal PUC come darsena. Nei pressi del Molo di ponente viene individuato il sito 258 – materiali, di periodo storico punico – romano. Non vi sono elementi sottoposti a vincolo architettonico. L'allegato al Piano Paesaggistico Regionale – di cui alla Determinazione n. 190 /DG del 11.02.2009, individua nell'area portuale la presenza di un relitto, per il quale è sufficiente la tutela assicurata

¹¹ PUC Comune di Cagliari

¹² Approvato con Decreto Del Presidente Della Regione del 7 settembre 2006, n. 82 - Approvazione del Piano Paesaggistico Regionale - Primo ambito omogeneo - Deliberazione della Giunta Regionale n° 36/7 del 5 settembre 2006, pubblicato sul BURAS n° 58/30 del 8 settembre 2006.

da strumenti già operanti, quali il vincolo ex L. n. 1497/39 o l'art. 66 delle NTA del PUC, e non risulta necessaria alcuna fascia di rispetto.

Il **Piano di Assetto Idrogeologico**¹³ (PAI) della Sardegna *Il PAI è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato*¹⁴. Il PAI della Sardegna suddivide il territorio regionale in sette sub-bacini, ognuno dei quali caratterizzato da un'omogeneità in termini di geomorfologia, geografia, idrologia ed estensione territoriale. Per ogni territorio dell'isola viene quindi attribuito un determinato grado di pericolosità idraulica, le prescrizioni per limitare le trasformazioni e le modifiche inoltre definisce tutte le misure atte a mitigare i possibili rischi. Il sistema Portuale di Cagliari non ricade all'interno di nessuna zona a pericolosità idraulica e/o geomorfologica sottoposta a tutela dal PAI, come si evince dalla Figura 3.10.

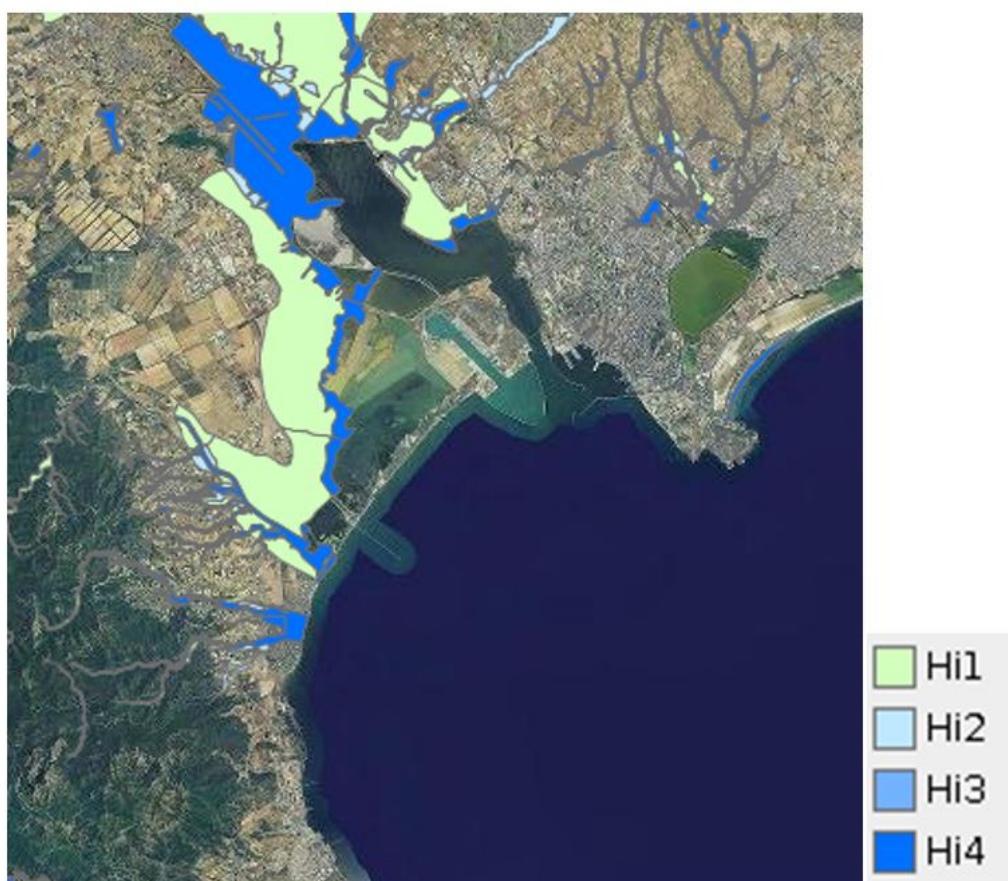


Figura 3.10 Piano di assetto idrogeologico, arco portuale di Cagliari¹⁵. Carta della pericolosità idraulica. Hi V.09 (Pericolo Alluvioni Art.8)

¹³ Approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n.67 del 10.07.2006

¹⁴ Fonte: Autorità di Bacino - Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (PAI) -

¹⁵ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

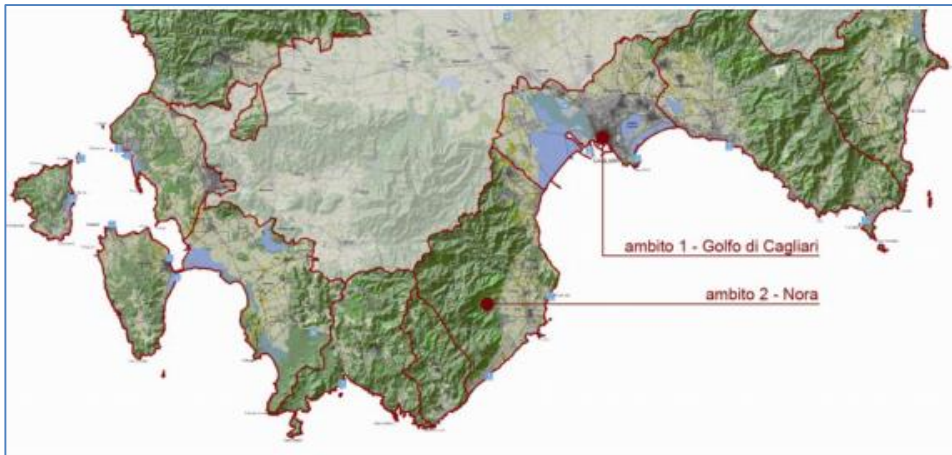


Figura 3.11 Individuazione dei perimetri degli ambiti paesaggistici 1 e 2. (Piano Paesaggistico Regionale)

Nell'ambito del PPR, il sistema Portuale di Cagliari ricade all'interno di due distinti ambiti: l'ambito n.1 – Golfo di Cagliari e l'ambito n.2 – Nora. Per ogni ambito si individua l'assetto ambientale, l'assetto storico culturale e l'assetto insediativo.

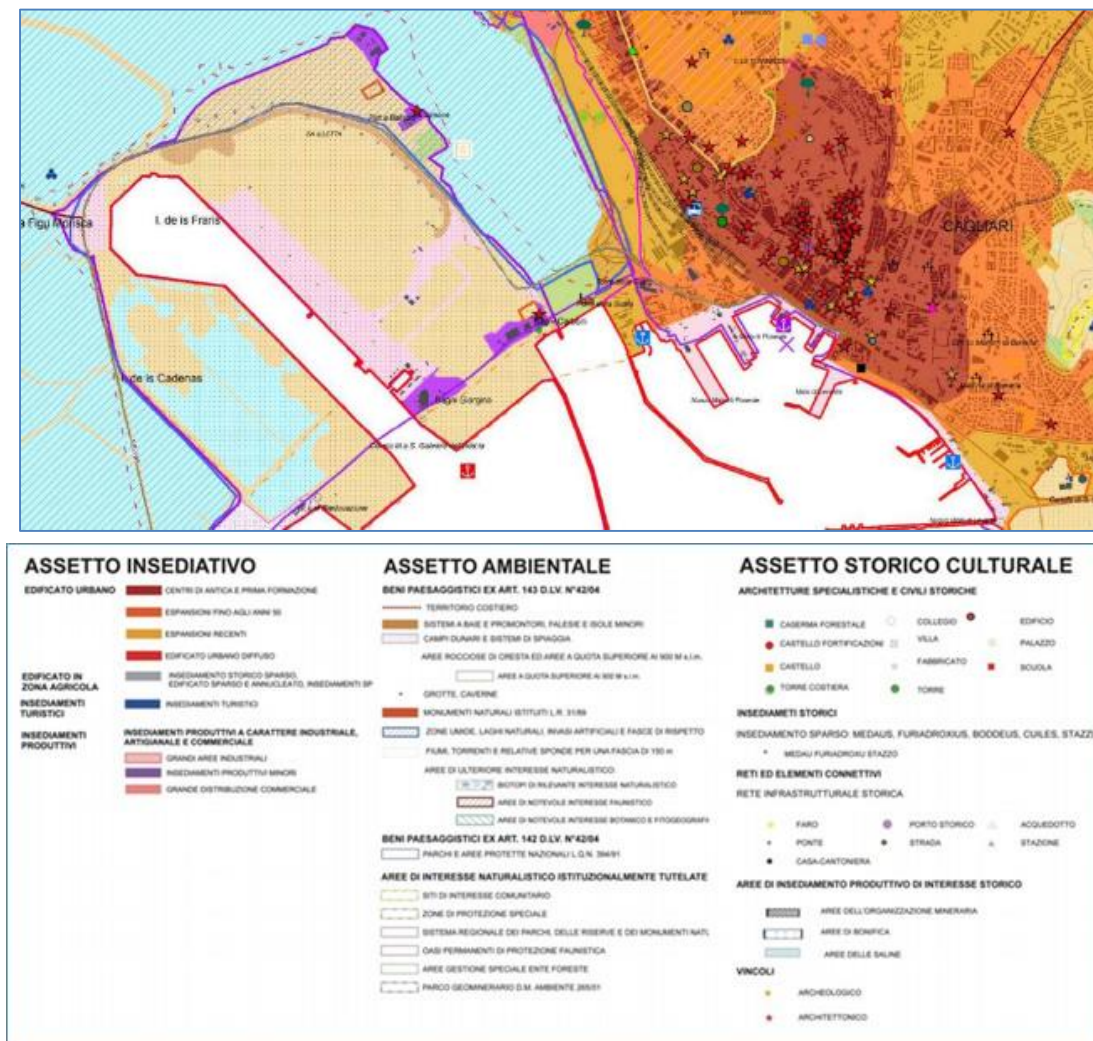


Figura 3.12. Ambito paesaggistico n°1 all'interno del quale ricade il porto commerciale e porto Canale di Cagliari. (Piano Paesaggistico Regionale)

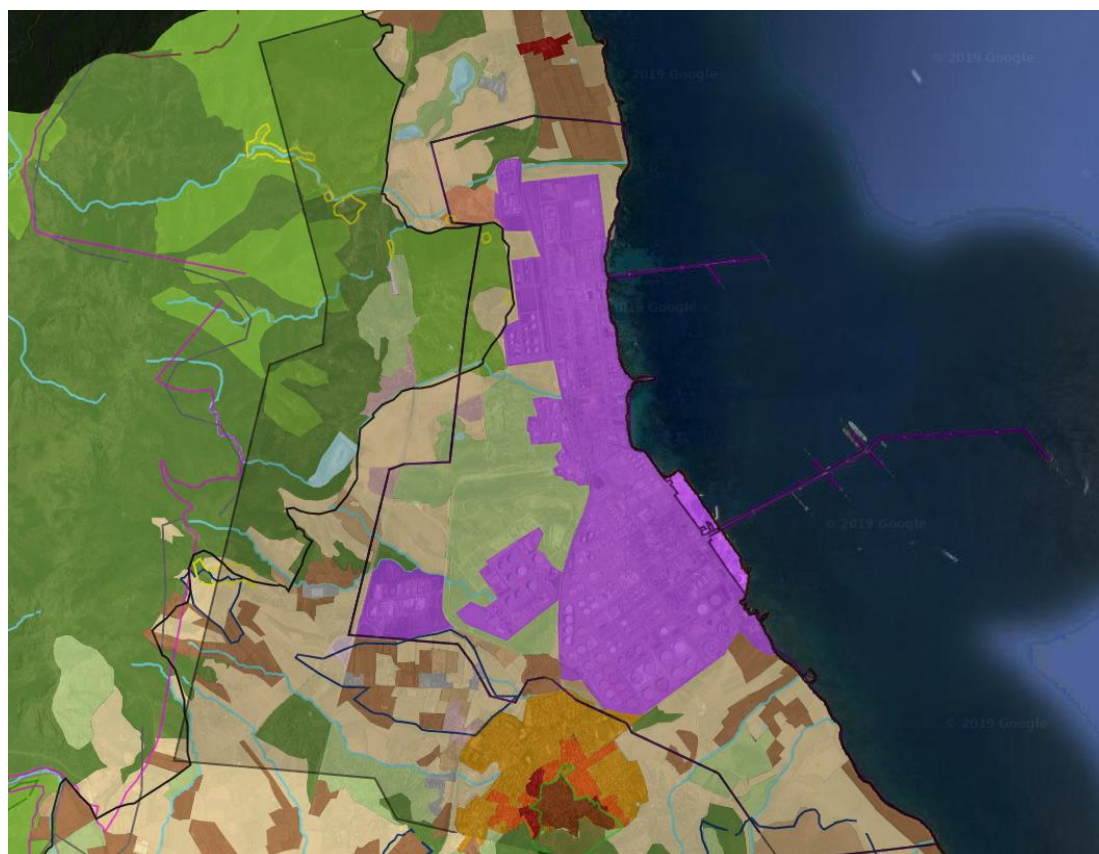


Figura 3.13. Ambito paesaggistico n°2 per il porto di Porto Foxi. (Piano Paesaggistico Regionale)

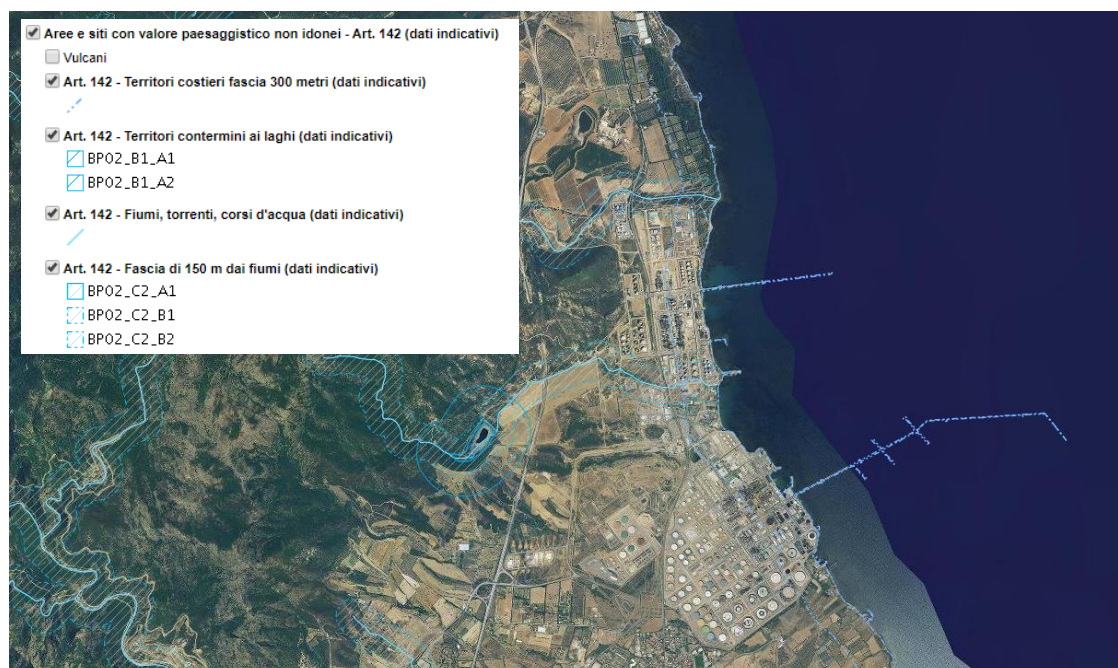


Figura 3.14. PAI – Aree e siti di valore Paesaggistico non idonei – Art. 142¹⁶ per il porto di Porto Foxi.

¹⁶ Fonte Geoportale Regione Sardegna (<http://www.sardegna.geoportale.it>)

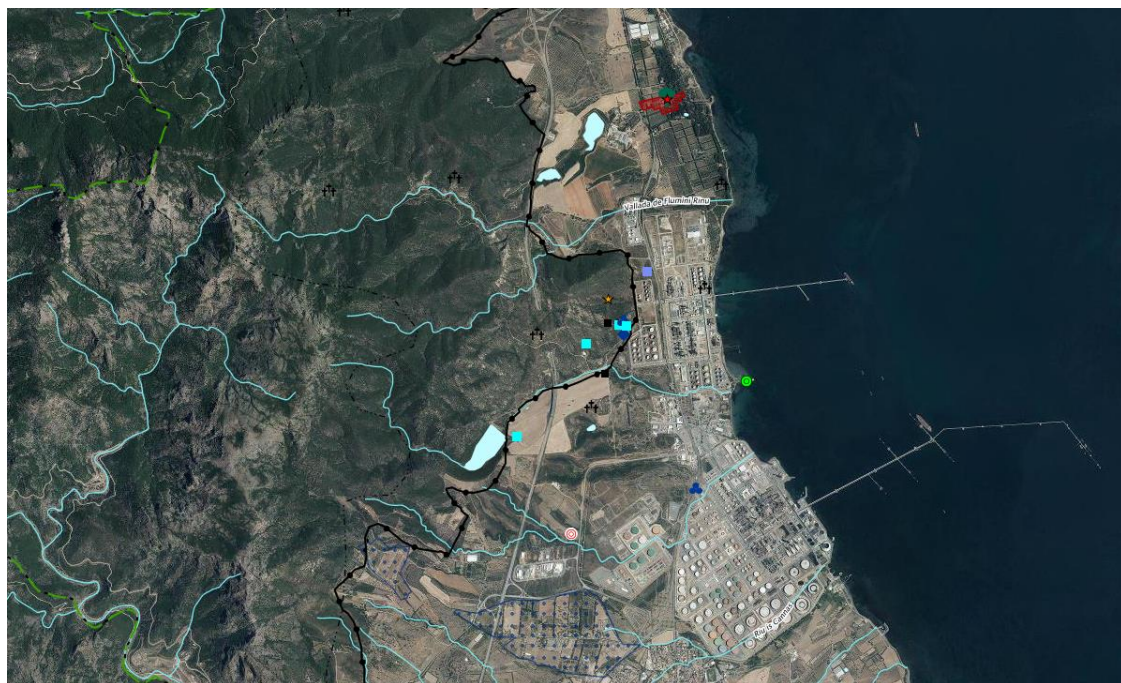


Figura 3.15. Aree e siti di valore Paesaggistico non idonei – Art. 143¹⁷ per il porto di Porto Foxi.

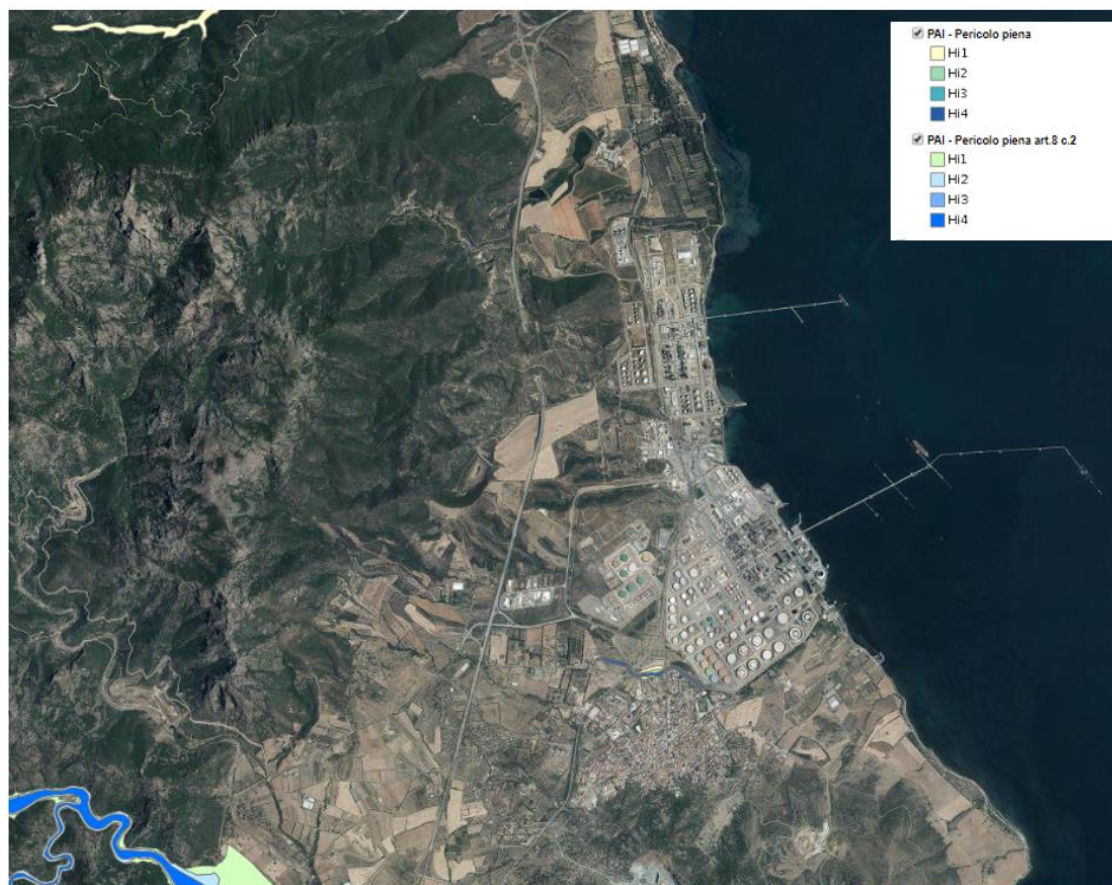


Figura 3.16. PAI – Piano di Assessto Idrogeologico della Sardegna ¹⁸ per il porto di Porto Foxi.

¹⁷ Fonte Geoportale Regione Sardegna (<http://www.sardegnageoportale.it>)

¹⁸ Fonte Geoportale Regione Sardegna (<http://www.sardegnageoportale.it>)



LEGENDA


















	ZONA D1 INDUSTRIALE		ZONA G8 DEPURATORI
	ZONA D2 INDUSTRIE PICCOLE E MEDIE		ZONA G9 ATTREZZATURE CONSORTILI E VERDE ATTREZZATO
	ZONA D3 ARTIGIANALE		ZONA G10 SPAZIO PER MODULI ABITATIVI IN CASO DI EMERGENZA
	ZONA D4 ARTIGIANALE CASIC		ZONA G11 AREA DI SERVIZIO DESTINATA AL RIFORNIMENTO E AL RISTORO DEGLI UTENTI (ART. 24 COD. STRADA)
	ZONA D5 CAVE E IMPIANTI DI BETONAGGIO		ZONA G12 DISCOTECA ALL'APERTO E PARCHEGGIO
	H1 ZONA DI RISPETTO PAESAGGISTICO		ZONA G13 PORTO
	H2 FASCIA DI RISPETTO CIMITERIALE		ABITATO
	H3 FASCIA DI RISPETTO STRADALE		ZONA F1a
	H4 ZONA ARCHEOLOGICA		ZONA F1b
	H5 FASCIA FILTRO DALL'INDUSTRIA		ZONA F2
	ZONA G1a PARCHI URBANI IN AREA PROTETTA		ZONA F3
	ZONA G1b PARCO VILLA SIOTTO		ZONA E1a AGRICOLA INTENSIVA TRASFORMABILE
	ZONA G2 PORTUALE		ZONA E1b AGRICOLA INTENSIVA NON TRASFORMABILE
	ZONA G3 SERVIZI GENERALI URBANI		ZONA E4a CENTRO RURALE
	ZONA G4 SERVIZI GENERALI EXTRAURBANI		ZONA E4b VOLUMI AGRICOLI - RESIDENZIALI
	ZONA G6 DISCARICA INERTI		SERVIZI MANUTENZIONE GRANDI INDUSTRIE
	ZONA G7 DISCARICA CASIC		PERIMETRO CASIC
			FASCIO INFRASTRUTTURE CASIC (FASCIO TUBIERO)

Figura 3.17 Zonizzazione¹⁹ dell'area del porto di Porto Foxi

¹⁹ PUC, Comune di Sarroch

¹⁹ Piano Regolatore Territoriale definitivo del CASIC 6° Variante BIS Tavola 4 Zonizzazione agglomerato di Sarroch

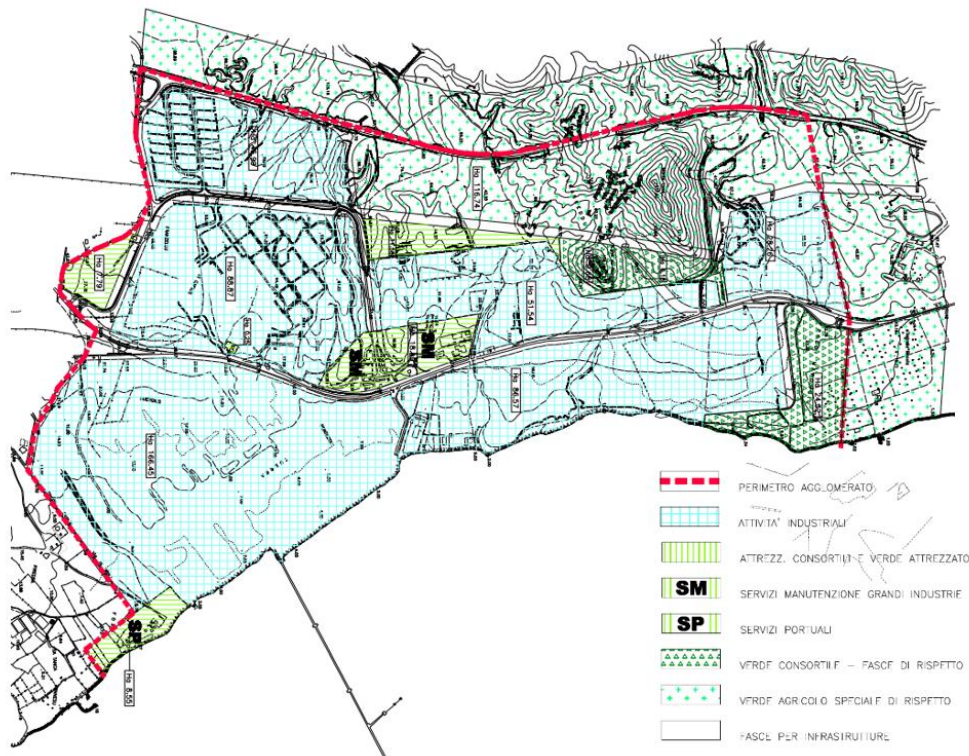


Figura 3.18 Zonizzazione CASIC²⁰ dell'area del porto di Porto Foxi

Nell'analisi della zonizzazione e delle NTA del PUC del Comune di Sarroch e del PRT del CASIC l'ambito portuale che fornisce servizi alla SARAS prevede le seguenti classificazioni urbanistiche: D1, G2, G1A, G9, SP e H1. Ognuna di queste zone è definita come segue:

- **Zona D** - industriale e artigianale sono le parti del territorio destinate a nuovi insediamenti per impianti produttivi, industriali, artigianali, commerciali, di conservazione, trasformazione o commercializzazione di prodotti. In particolare ai sensi dell'art 15 delle NTA le **zone D1 industriale**, comprendono le aree destinate ad industria di grande dimensione dal Piano regolatore territoriale del CASIC. Dovranno, pertanto, nell'ambito degli interventi in essa previsti, rispettare le norme in esso previste.
- **Zona G - servizi generali** sono le parti del territorio destinate ad edifici, attrezzature ed impianti, pubblici e privati, riservati a servizi d'interesse generale. Ai sensi dell'art 33 delle NTA all'interno della sottozona **G1 - parchi urbani**, è presente la zona **G1a "parchi urbani in area protetta"**, che ricade negli ambiti di conservazione integrale di grado "1" di tutela del P:T:P: in esso sono consentiti gli usi elencati nella tabella allegata Normativa di attuazione del Piano Territoriale Paesistico n. 11 del Marganai alla lettera "A" ed alle lettere Ba; Ca, Cb, Cf; Da, Dd, De; Ea; Fa, Fb; La. Nella sottozona **G2 – portuale**, l'art 34 delle NTA del PUC definisce come in questa sottozona la normativa di riferimento sia quella indicata NTA del Piano Regolatore Territoriale del CASIC (Titolo II art. 12). La destinazione, così come riportata nello stesso Art. 35, la definisce come quella parte del territorio a depositi commerciali e portuali, uffici, fabbricati commerciali di rappresentanza, sedi di servizi pubblici, attrezzature di servizio ed aree di parcheggio. Nella sottozona **G9. - attrezzature consortili e verde attrezzato** ai sensi dell'art. 41 delle NTA del PUC sono consentiti le costruzioni e gli impianti attinenti al carattere della zona, aventi funzione di supporto agli Agglomerati industriali ed alle attrezzature portuali, secondo le prescrizioni del Piano Regolatore CASIC.

- **Zona H – Rispetto**, riguarda quelle parti del territorio non classificabili secondo i criteri in precedenza definiti e che rivestono un particolare pregio ambientale, naturalistico, geomorfologico, speleologico, archeologico, paesaggistico o di particolare interesse per la collettività. Nello specifico, in questo ambito, ai sensi dell'Art. 47 – **sottozona H1 – Paesaggistica**, sono consentiti gli usi elencati nella tabella allegata normativa di attuazione del Piano Territoriale Paesistico n. 11 del Marganai alla lettera "A" ed alle lettere Ba; Ca, Cb, Cf; Da, Dd, De; Ea; Fa, Fb. Nel caso in esame rientra la regolamentazione delle zone A – **uso area protetta** e della area Classificabile come: **A.I.: interventi connessi alla realizzazione di opere pubbliche o di preminente interesse pubblico**,
 - a. opere stradali, aeroportuali e ferroviarie;
 - b. opere portuali e strutture funzionali al loro esercizio;**
 - c. opere pubbliche connesse al soddisfacimento del fabbisogno idrico regionale;
 - d. tutte le altre opere di urbanizzazione, di servizio pubblico o di preminente interesse pubblico. (per tali opere è necessaria l'autorizzazione di cui all'art. 7 della L. 1497/1939). Nella sottozona **H5 – fascia di verde filtro dell'industria** ai sensi dell'art. 51 delle NTA del PUC è vietato qualsiasi intervento edificatorio
- **La zona SP- Servizi Portuali** è definita, ai sensi dell'art. 11 Bis.12 della NTA del CASIC, come area per servizi portuali e/o per la sicurezza marittima. Essa prevede:
 - **11 bis.12.1** Tale zona dovrà essere interessata da un Piano di utilizzo specifico esteso all'intera area individuata dalla cartografia di Piano. Tale piano dovrà essere approvato dal Consorzio.
 - **11 bis.12.2** All'interno dei lotti che verranno individuati dal Piano di utilizzo, il rapporto massimo fra superficie coperta e superficie totale del lotto non dovrà essere superiore al 50%. L'altezza massima dei fabbricati non potrà superare i metri 15,00, esso dovrà sorgere isolato con distacchi dai confini non inferiori a metri 12,00. Il distacco dal confine su strada non dovrà essere inferiore a metri 15,00

Tabella 3.6 Arco portuale di Cagliari_Aree sottoposte a vincolo²¹

Sistema Portuale di Cagliari	
Vincoli	Aree
Ambito soggetto a vincolo paesaggistico - art.139 del D.Lgs. n.490 del 1999	la zona compresa tra il molo di levante e via Roma: l'ambito prospiciente Santa Gilla.
Ambito soggetto a vincolo paesaggistico - art.146 del D.Lgs. n.490 del 1999	lungo tutta la linea di costa corre la fascia di rispetto dei 300 m
Vincolo paesaggistico ex L. n. 1497/39 o art. 66 delle NTA del PUC	nell'area portuale del golfo di Cagliari, nella zona prospiciente via Roma la presenza di un relitto tutelato
Compendi sabbiosi e dunali sciolti – L. R. n.45 del 1989 (norme per l'uso e la tutela del territorio regionale) spiagge, compendi sabbiosi e dunali sciolti, lidi in genere e immediate adiacenze	Ponti Becius nel Comune di Cagliari; Ponte Nuovo nel Comune di Cagliari; La Maddalena spiaggia, nel Comune di Capoterra; Frutti d'Oro, nel Comune di Capoterra; Torre degli ulivi, nel Comune di Capoterra; Cala d'Orri, nel comune di Capoterra
Area tutelata ai sensi della ai sensi della L.R. 31 del 1989 - Norme per l'istituzione e la gestione dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali, nonché delle aree di particolare rilevanza naturalistica ed ambientale	Riserva di Santa Gilla, Comune di Cagliari
Oasi - L. R. 29 n. 23 del 1998 Ai sensi della Legge Regionale 29 luglio 1998, n. 23 - Norme per la	Oasi del Molentargius; Oasi di Santa Gilla

²¹ PRP_ Regione Autonoma della Sardegna

protezione della fauna selvatica e per l'esercizio della caccia in Sardegna	
Rete Natura 2000 Ai sensi della direttiva 92/43 CEE e della direttiva 79/409 CEE, siti che rientrano nell'ambito oggetto del PRP	SIC ITB040023 - Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla; ZPS ITB044003 - Stagno di Cagliari
Aree sottoposte a vincoli di tipo storico-architettonico-culturale Ambito soggetto a vincolo di interesse storico artistico D.Lgs. 42/2004 - ex legge 1089/1939	Chiesa di Sant'Efisio nel Comune di Cagliari.

3.1.2 Il porto di Portovesme

Situato in una insenatura naturale lungo la costa sud occidentale sarda, lo scalo di Portovesme rappresenta l'accesso dal mare al complesso industriale della bauxite di Portoscuso. Dotato di appositi pontili utilizzati per il carico e lo scarico delle merci, funzionali ai comparti produttivi del territorio circostante, svolge anche il fondamentale ruolo di porto passeggeri, con un consistente traffico annuale, da e per l'Isola di San Pietro. Il porto di Portovesme è localizzato a circa 2 miglia a sud-est di Capo Altano ed in prossimità del complesso industriale di Portoscuso. È un porto commerciale protetto da un molo di Levante, e da uno di Ponente. Alla radice di quest'ultimo è situato l'attracco Ro-Ro per i traghetti che compiono i trasferimenti con l'Isola di San Pietro. Questo attracco risulta contiguo con le banchine attrezzate per le rinfuse secche (quali il carbone) ed anche i piazzali risultano utilizzati in modo promiscuo per passeggeri, auto in imbarco, mezzi industriali, stoccaggio di merce. Le interferenze tra queste attività rappresentano una delle maggiori criticità presenti nelle banchine dedicate al traffico dei passeggeri. Il porto rientra nella III classe appartenente della II categoria nella classificazione dei porti sardi, costituendo un polo di rilevanza economica regionale e interregionale, assieme agli scali di Palau, La Maddalena, Carloforte e Santa Teresa di Gallura.

Tabella 3.7: Porto di Portovesme, specifiche degli accosti²²

Porto di Portovesme			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Banchina Commerciale 1	100	Rinfuse secche, Merci in colli, Ro-Ro	nd
Banchina Commerciale 2-3	284	Rinfuse secche, Merci in colli	nd
Banchina Traghetti	50	Passeggeri	nd.
Banchina Enel	180	Non Operativa	nd
Banchina Ormeggiatori	20	Mezzi di servizio	nd
Banchina Riva Est	160		nd
Banchina Eurallumina	437		nd
Acidotto Portovesme	40	Altre merci liquide	nd

²² AdSP del Mare di Sardegna. 2019

3.1.2.1 Inquadramento fisico del porto

Lo scalo di Portovesme è localizzato su una porzione della piana costiera costituita da sedimenti alluvionali quaternari. Lungo la piana costiera sono concentrate le maggior parte delle attività antropiche dell'area vasta. Il sottosuolo, nelle profondità suscettibili di interazioni ambientali con le attività del sito, è composto prevalentemente da strati sabbiosi e da uno strato di riporto di sabbia e ghiaia. Sotto il profilo idrogeologico l'area vasta comprende due settori principali: il bacino dell'Iglesiente e il bacino del Sulcis. I corsi d'acqua, come gli altri presenti nell'area vasta, hanno regime torrentizio, soggetti a frequenti periodi di secca e configurano bacini di piccola dimensione. Nell'area immediatamente circostante il sito si trovano solo alcune modeste linee di drenaggio e deflusso che si attivano in presenza di precipitazioni intense e concentrate. Ugualmente di natura temporanea sono le zone di accumulo delle acque meteoriche localizzate ai margini del bacino dei fanghi rossi. L'area di Portovesme rappresenta una porzione di paesaggio antropizzato e industriale inserito all'interno di un contesto macroterritoriale - quello del Sulcis-Iglesiente - ricco di valori ed emergenze naturalistiche. Il paesaggio litorale nell'intero tratto del Sulcis-Iglesiente presenta una continuità di motivi di grande di interesse ambientale interrotta solo dall'insediamento industriale e dal porto di Portovesme. Oltre ai monumenti naturali quali lo Scoglio Pan di Zucchero e le Colonne di Carloforte, si segnalano la zona umida della Palude di Sa Masa e La Peschiera, entrambe zone di notevole potenziale naturalistico. In prossimità di Portoscuso il tratto costiero di maggior pregio turistico-ambientale è Porto Paglietto. Il territorio comunale di Portoscuso, insieme a quello di San Giovanni Suergiu, è inoltre interessato dalla presenza della riserva naturale di punta dell'Aliga (Sa punta e s'aliga), ecosistema lagunare molto esteso, che ospita una caratteristica vegetazione alofita ed è zona di sosta per gli uccelli acquatici.



Figura 3.19 Inquadramento territoriale del porto di Portovesme

3.1.2.2 Vincoli

Sulla base delle indicazioni riportate nel **Piano Urbanistico Comunale (PUC)** adottato con deliberazione consiliare n. 37 del 16/03/1998 e approvato con analogo provvedimento n.42 del 19/7/1999, l'area del porto di Portoscuso è classificata come zona D "Insediamenti Industriali, Artigianali e Commerciali", Sottozona D1 "Area di nucleo industriale". Le Norme Tecniche di Attuazione (NTA) disciplinano le zone D all'art. 27 ed esplicitano indicazioni specifiche per la sottozona D1 all'art. 28, che definisce l'area del Nucleo Industriale di Portovesme come zona da destinarsi in modo esclusivo alle industrie e ai relativi servizi. La destinazione a zona industriale D1 è confermata dal PUC, nonostante ricada in ambiti di tutela ("1" e "2d") previsto dal **Piano Territoriale Paesistico (PTP)** n.14 – Isole di San Pietro e Sant'Antioco, la cui esecutività fu decretata nel 1993. La specifica zona D1, infatti, non è tenuta a rispondere ai vincoli paesistici previsti dal PTP n.14 ai sensi dell'art.2 punto 3 delle NTA che ritiene congrua per la tutela dei valori paesistico ambientali la disciplina delle zone A, B, D, oltre che quella delle zone C e G in prossimità degli abitati. Alla luce delle indicazioni fornite dal PUC attraverso le NTA, all'interno della zona D1 sono consentiti interventi relativi a nuove costruzioni, ampliamenti e realizzazioni di impianti e attrezzature di tipo industriale. Non sono invece ammesse le costruzioni di abitazioni civili. Nella Figura 3.20 è riportata la zonizzazione prevista dal Piano Urbanistico Comunale del comune di Portoscuso, adottato nel 2017.

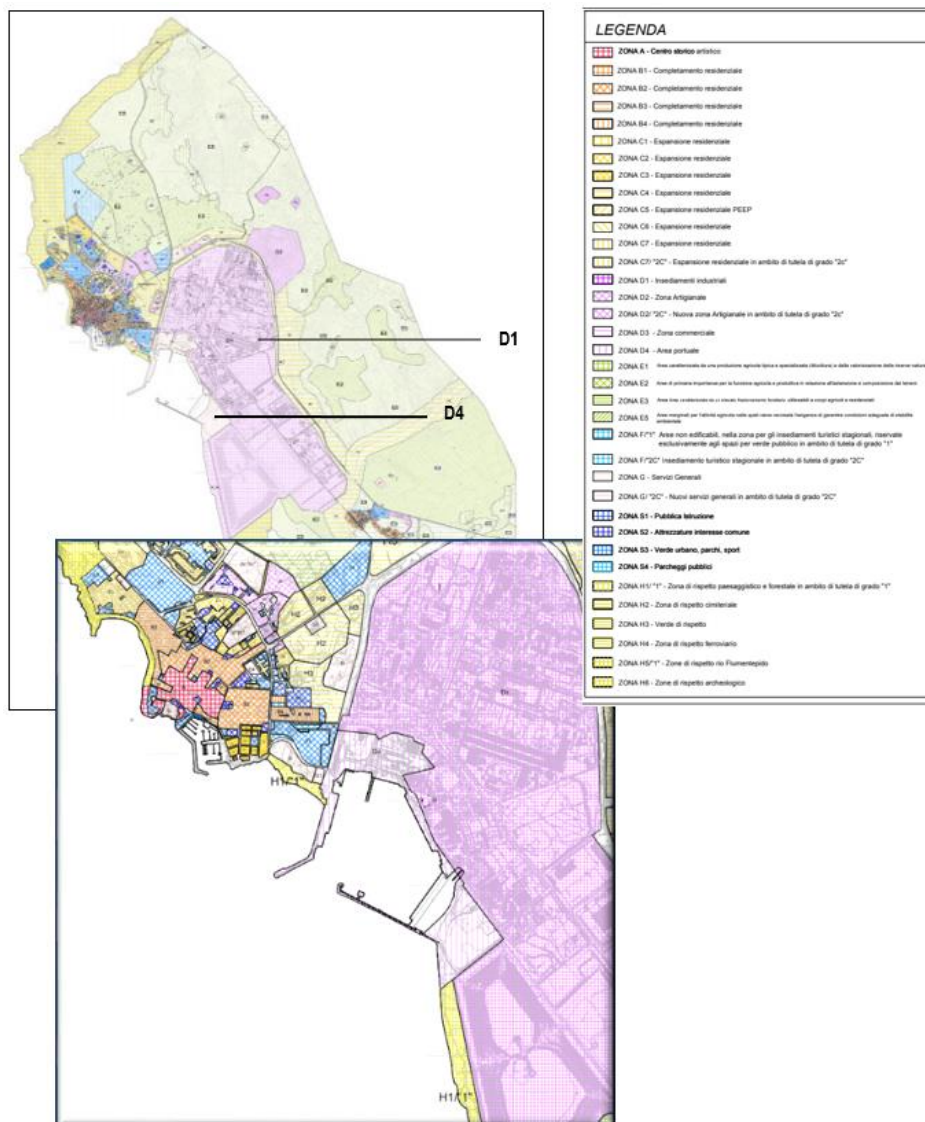


Figura 3.20 PUC Comune di Portoscuso_Zonizzazione.2017

Il Comune di Portoscuso è compreso all'interno dell'Ambito di Paesaggio n.6 – Carbonia e Isole Sulcitane. Il PPR individua come elemento strutturale dell'Ambito di Paesaggio n. 6 il "mare interno" compreso tra le isole del Sulcis e la costa. Nelle figure successive (Figura 3.21 e Figura 3.22) sono rispettivamente riportate la carta della pericolosità idraulica e dei beni paesaggistici, identitari e culturali archeologici riferite all'area oggetto di analisi. Da esse è possibile riscontrare che il porto di Portovesme non ricade in zone sottoposte a particolari vincoli.

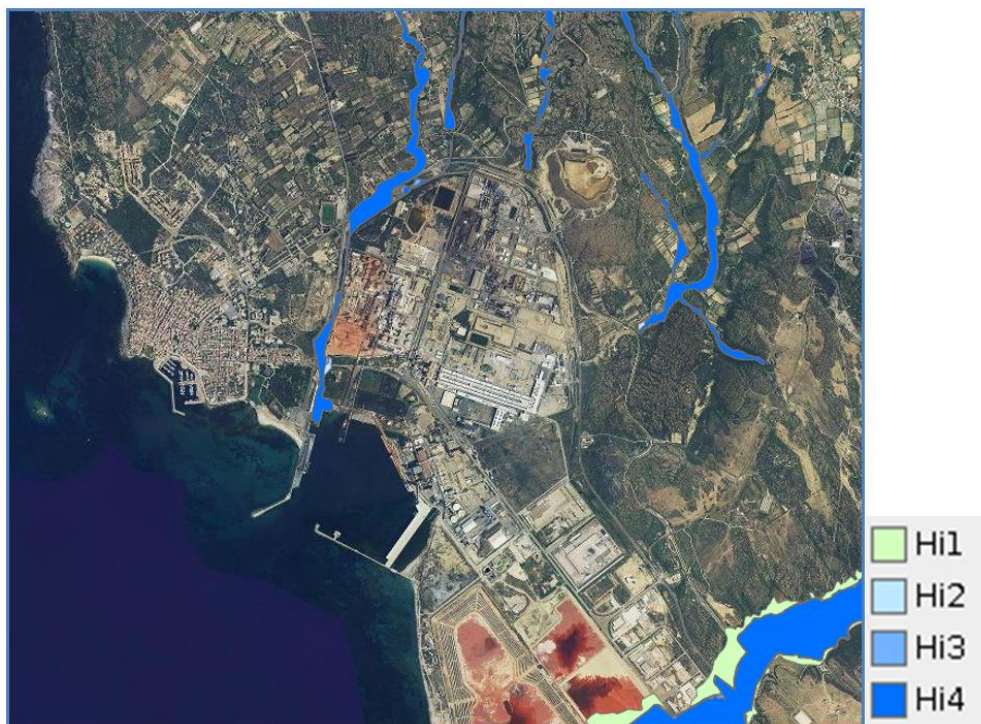


Figura 3.21 Piano di Assetto Idrogeologico, porto di Portovesme²³. Carta della pericolosità idraulica. Hi V.09 (Pericolo Alluvioni Art.8)

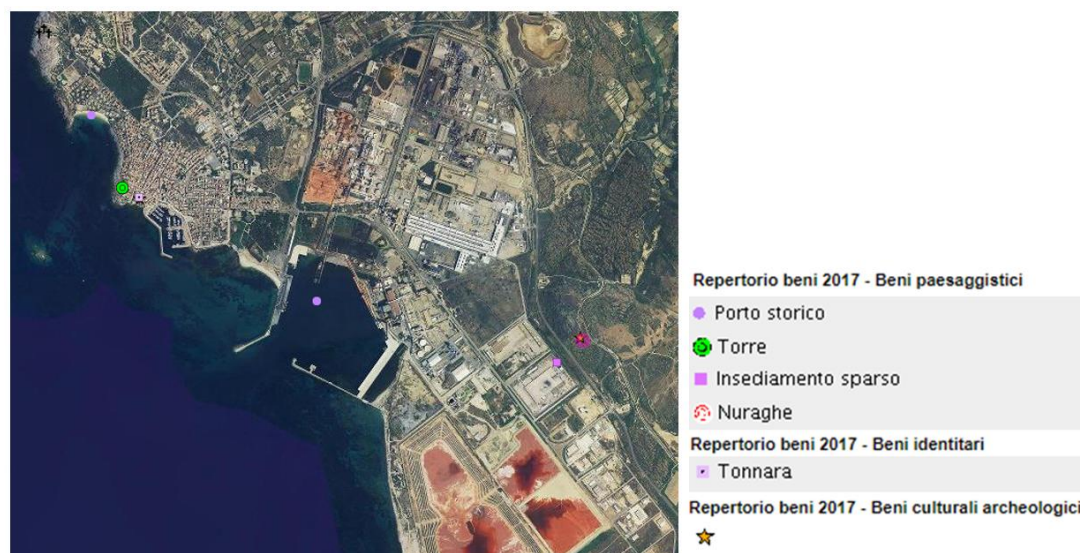


Figura 3.22 Carta dei beni paesaggistici, identitari e culturali archeologici, porto di Portovesme²⁴. (D.Lgs. n.42/2004 – art.143)

²³ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

²⁴ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

3.1.3 Il porto di Oristano

È situato al centro dell'omonimo golfo, tra lo stagno di Santa Giusta ed il mare del versante sud occidentale, è affacciato su un ampio canale navigabile, ha una specializzazione industriale, direttamente connessa alle attività imprenditoriali localizzate all'interno, ed una commerciale, legata alla movimentazione delle merci alla rinfusa. È fornito di oltre 50 ettari di piazzali attrezzati e di circa 2600 metri di banchine. La superficie totale dello specchio acqueo è pari a 115,2 ettari.

I principali movimenti che interessano il porto, oltre le materie prime e i prodotti derivanti dall'attività produttiva delle aziende consortili (liquidi chimici, bentonite, cereali, prodotti alimentari, legname, cemento, etc.), in particolare di quelle prospicienti il canale navigabile, riguarda anche merci come il carbone, le fibre acriliche, i poliesteri minerali e i concimi, a conferma che il porto oristanese non ha solo la funzione di scalo industriale. Il porto di Oristano è stato classificato come porto di rilevanza economica nazionale e quindi inserito nella categoria II classe II (L: 84/94). Nel corso degli anni il porto si è mostrato in grado di soddisfare anche le esigenze del movimento marittimo in genere, con banchine atte a ricevere traffico in imbarco e sbarco per gli insediamenti produttivi industriali. La contiguità all'agglomerato industriale permette allo scalo portuale oristanese di svolgere una duplice funzione che lo rende piuttosto elastico in termini di operatività e opportunità di utilizzo: da un lato svolge le funzioni di un moderno scalo commerciale dotato di un elevato livello di servizi e di aree per la movimentazione delle merci; dall'altro svolge le funzioni di porto industriale per le imprese che si localizzano lungo il canale navigabile con la possibilità di effettuare le operazioni di imbarco e sbarco in regime di autonomia funzionale.

Figura 3.23 Porto di Oristano, specifiche degli accosti²⁵

Porto di Oristano			
Nome accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Ex Enichem (Pontile)	24	Prodotti Petroliferi, Altre merci liquide	11
Sottoflutto	307	Rinfuse secche, Merci in colli, Container, Ro-Ro, Altre merci, Pesca	11
Riva Est	407	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Container, Ro-Ro, Altre merci, Pesca	11
Riva Nord	500	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Container, Altre merci, Pesca	11
CWF	250	Altre merci liquide	10

²⁵ AdSP del Mare di Sardegna. 2019

Martini	348	Rinfuse secche	11
Bofor	151,31	Rinfuse secche Pesca	3
Cellino	200	Rinfuse secche	8,5
SSB	32	Rinfuse secche	
Molo Ferro	163	–	6
Pontile Perlite	36	Rinfuse secche	6
Darsena Enti di Stato	172	Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	6,5

3.1.3.1 **Inquadramento fisico del porto di Oristano**

Il porto di Oristano è localizzato a Nord della piana strutturale più vasta della Sardegna, ha una forma ovale con l'asse maggiore di circa venti chilometri e quello minore di circa dieci. Questa grande insenatura è compresa tra le due piattaforme basaltiche di Capo S. Marco e di Capo Frasca ed è caratterizzata da una costa prevalentemente bassa e sabbiosa, con l'eccezione dei due promontori rocciosi, che chiudono il Golfo a Nord e a Sud. Geologicamente appartiene alla fossa tettonica, estesa per circa cento chilometri di lunghezza e quindici di larghezza che si allunga dai piedi del Monte Ferru fino al Golfo di Cagliari avendo ai lati i rilievi del Monte Arci a Est e dell'Arcidano a Ovest. Nella parte Nord-Est del Golfo di Oristano, a sud dell'agglomerato di Torregrande, è localizzata la foce del fiume Tirso, il più lungo della Sardegna (160 km circa di lunghezza) e maggior tributario del Golfo in termini di acque e di sedimenti. Il Golfo di Oristano, delimitato dal Capo S. Marco e dal Capo Frasca, ha un'estensione di circa 150 km². Nei fondali, la profondità media è di circa -15 m mentre la massima è di circa -24 m. Il territorio è caratterizzato dalla presenza di numerosi stagni.



Figura 3.24 Inquadramento territoriale del porto di Oristano

3.1.3.2 Vincoli

Il Comune di Santa Giusta ha adottato il **Piano Urbanistico Comunale (PUC)** in adeguamento al PPR, e al PAI con deliberazione del Consiglio Comunale del 09.05.2014. Nella Figura 3.25 è riportata la zonizzazione da esso regolamentata riferita all'area del porto.

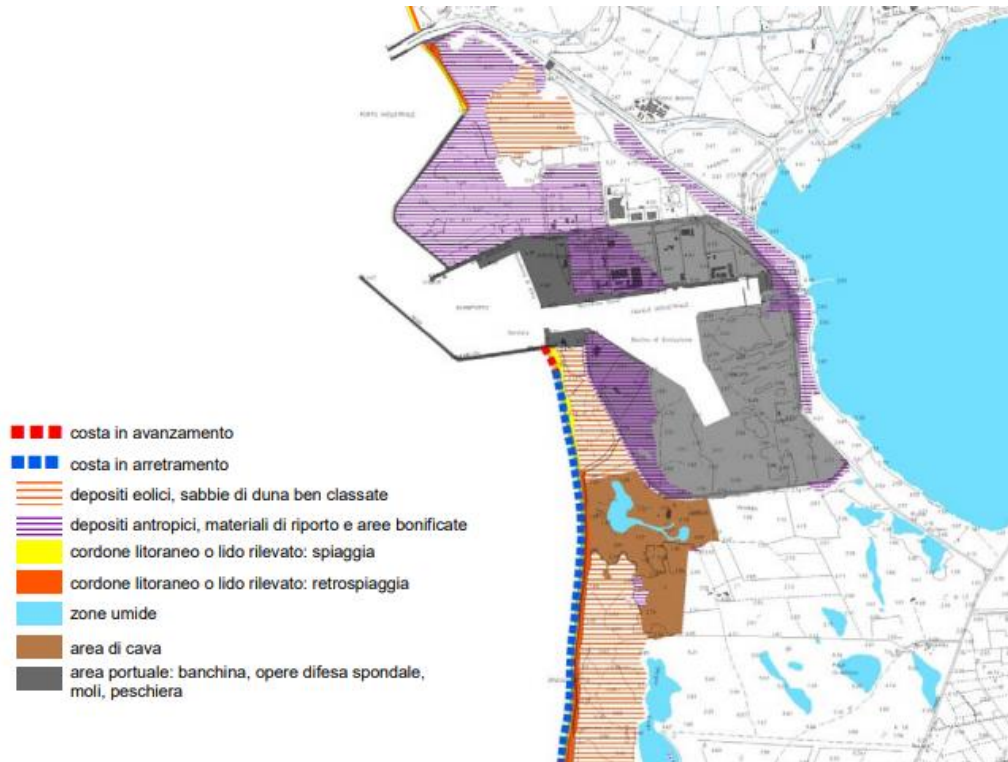


Figura 3.25 PUC Comune di Santa Giusta .2014

Il territorio Comunale di Santa Giusta, nel quale ricade l'area del Porto Industriale di Oristano è interessato da numerosi **Siti di Importanza Comunitaria** e **Zone Umide di Importanza Internazionale** della Rete Natura 2000, con cui però l'area oggetto di studio non ha alcuna interferenza significativa

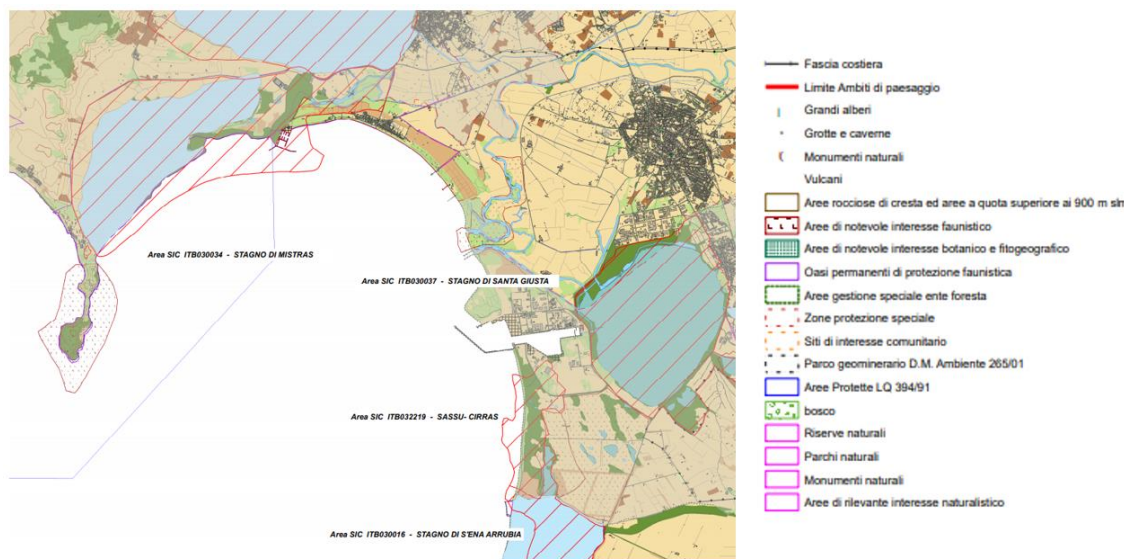


Figura 3.26 Siti di Interesse Comunitario_ Comuni di Santa Giusta e di Oristano

- Sito di Importanza Comunitaria ITB030016 "Stagno Pauli maggiori", con Piano di Gestione approvato dalla Regione Sardegna con Decreto N. 25 del 28.02.2008 dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente.

- Sito di Importanza Comunitaria ITB032219 “Sassu - Cirras”, con Piano di Gestione approvato dalla Regione Sardegna con Decreto N. 68 del 30.07.2008 dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente.
- Sito di Importanza Comunitaria ITB030016 “Stagno di S'Ena Arrubia e territori limitrofi”, con Piano di Gestione approvato dalla Regione Sardegna con Decreto N. 96 del 26.11.2008 dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente.
- Sito di Importanza Comunitaria ITB030016 “Stagno di Santa Giusta”, con Piano di Gestione approvato dalla Regione Sardegna con Decreto N. 98 del 26.11.2008 dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente. La gran parte dell'ambito 1 interessato dal PUL ricade all'interno dell'area S.I.C. “Sassu - Cirras” ITB 032219, mentre solo una piccola parte dello stesso ambito è compresa nell'area S.I.C. “Stagno di S'Ena Arrubia e territori limitrofi” ITB030016.



Figura 3.27 Carta dei vincoli ambientali²⁶_ Porto di Oristano.

Dall'analisi del **Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)** si evince che la zona non è interessata da particolari rischi idraulici o geomorfologici. L'unica area avente pericolosità idraulica alta (Hi4) si trova in corrispondenza della Foce del Fiume Tirso (Figura 3.28). All'interno della zona industriale ricadono poi alcuni elementi idrografici posti a tutela e presenti all'interno del **Piano di Tutela delle Acque**, ossia:

- il Bacino Idrografico n.1 “Rio Merd’e Cani” (Codice Bacino 0225);
- il Bacino Scolante del corpo sensibile n. 16 “Stagno di Santa Giusta”;
- l'area interessata dall' “Acquifero Detritico-Alluvionale Plio-Quaternario del Campidano”;

²⁶ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

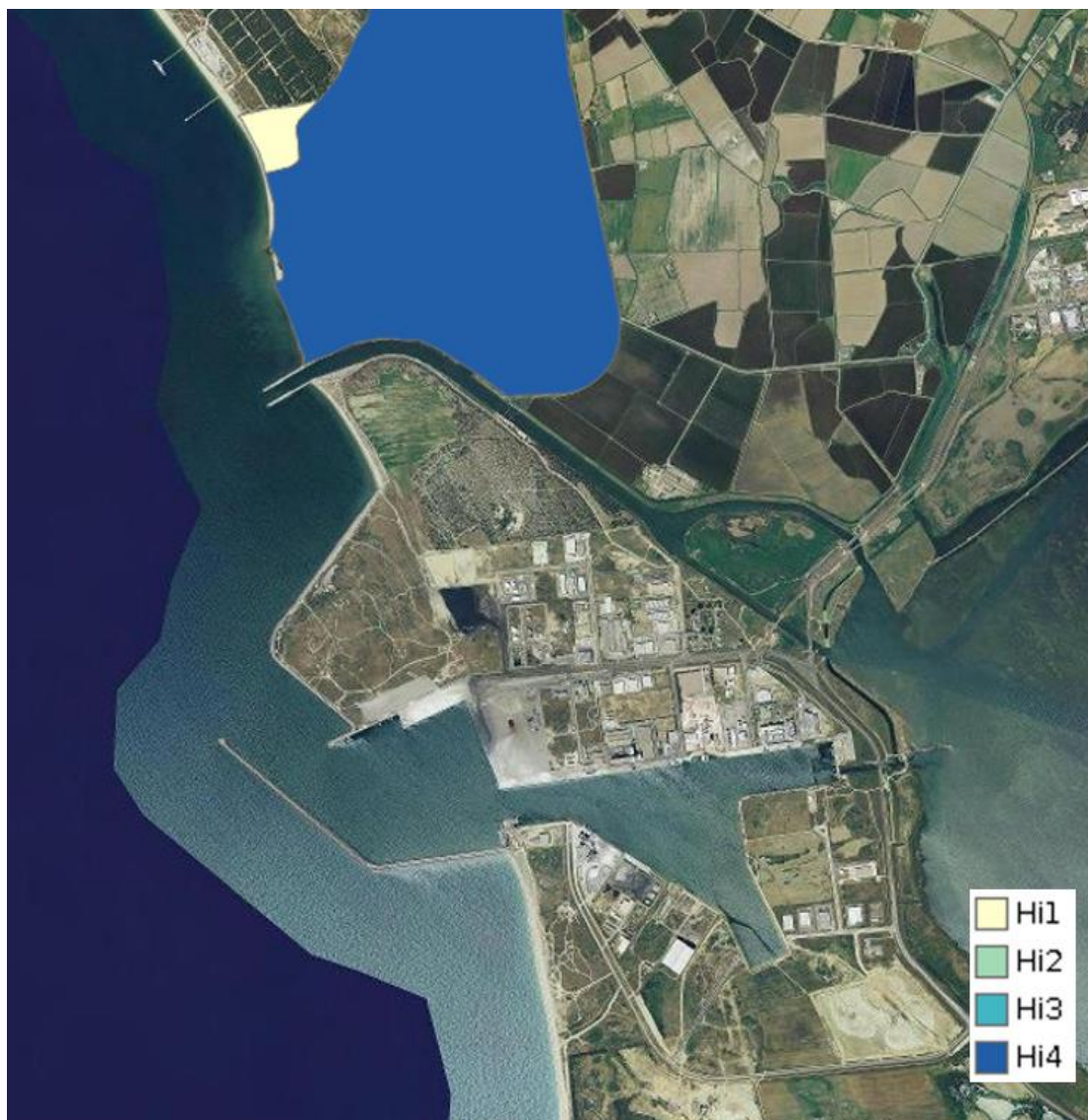


Figura 3.28 Piano di assetto idrogeologico, Porto di Oristano²⁷. Carta del pericolo idraulico Rev.41 (Pericolo alluvioni)

Il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) individua una serie di beni paesaggistici, ambientali ed identitari, ossia:

- Stagno di Santa Giusta;
- Canale di Pesaria;
- Porto storico di Cabras;
- Inseediamento romano di Cirras;
- Inseediamento nuragico di Sant'Elia;
- Nuraghe Nuragheddu;
- Chiesa di San Martino e l'ex Convento Benedettino;
- Chiesa di San Giovanni.

Tuttavia, poiché l'area oggetto di analisi risulta inserita all'interno di un contesto industriale, le misure di tutela paesaggistica e ambientale previste (ed imposte) dal PPR non risultano applicabili.

²⁷ http://www.sardegneageoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

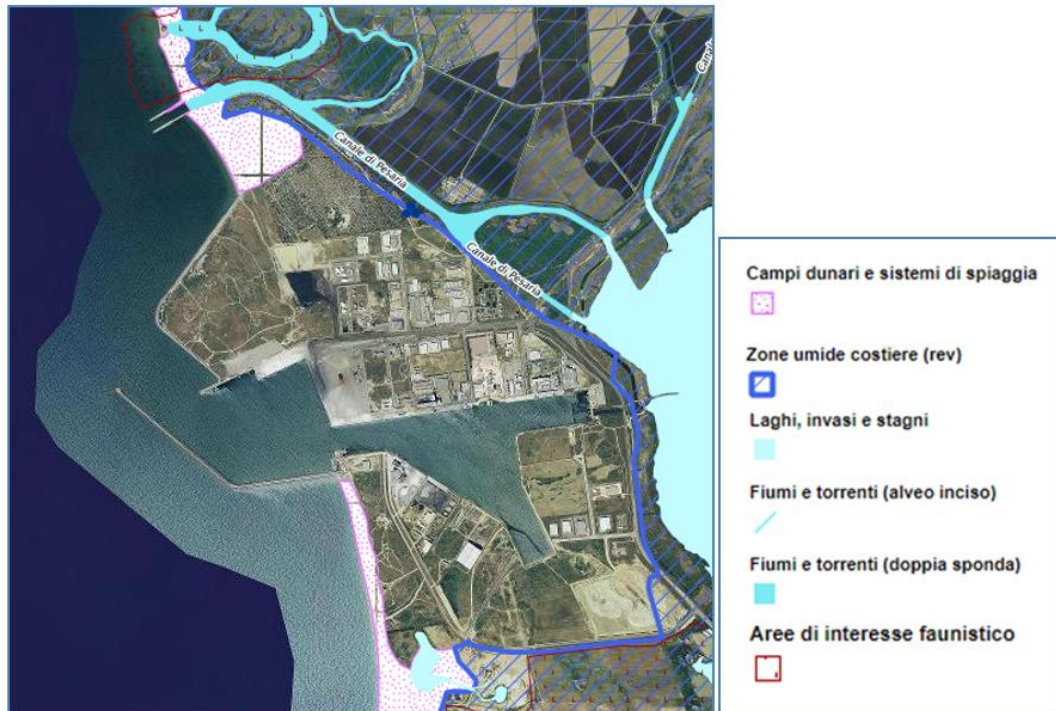


Figura 3.29 Carta dei beni paesaggistici, identitari, culturali e archeologici, porto di Oristano (Santa Giusta)²⁸. (D.Lgs. n.42/2004 - art.143)

3.1.4 Il porto di Olbia

Il bacino portuale di Olbia si articola in diverse unità fisiche dislocate all'interno dell'omonimo golfo. La componente principale è il pontile dell'Isola Bianca (107.894 m²), in cui sono presenti gli accosti per le navi Ro-Ro passeggeri e merci. L'altra componente importante è il porto industriale (109.000 m² di superficie a terra) denominato porto Cocciani. Il molo Benedetto Brin e il Molo Vecchio, localizzati nel centro città, sono oggetto di un'ipotesi di riqualificazione funzionale diretta al diportismo nautico e al crocierismo mentre il molo Palmera è un piccolo pontile a servizio della omonima industria di lavorazione del pesce. L'area portuale dell'Isola Bianca è costituita da una lingua di terra artificiale, che dalla terraferma, si protrae verso est, attraverso il Golfo di Olbia, con una forma assimilabile ad un rettangolo. Il porto, è dotato di un totale 11 attracchi, di cui 8 destinati all'attracco delle navi Ro-Ro (3 in andana e 5 all'accosto) e 3 destinati alle navi da crociera, che talvolta vengono utilizzati, nei periodi di punta della stagione estiva, anche per l'attracco delle navi Ro-Ro. A ridosso dei moli sono presenti aree dotate di corsie di accumulo, destinate ai veicoli in attesa di imbarco, che vengono utilizzate in maniera flessibile, durante le operazioni di imbarco a servizio dei vari attracchi. Nell'area portuale inoltre è presente un'area destinata alla sosta di semirimorchi e ralle, con sosta a breve ed a medio termine e con una capacità di 110 stalli, oltre ad un'area di sosta, destinata al parcheggio di auto, bus e sosta riservata agli operatori portuali. La striscia di terra è composta da numerosi piazzali destinati a parcheggio e sosta degli autoveicoli commerciali e dei semirimorchi, per un totale di 107.894 metri quadrati. All'interno dell'area portuale è situata la stazione marittima, su una superficie utile pari a 7.300 m², progettata per accogliere fino a 17.000 passeggeri al giorno. All'interno, oltre ad un'ampia sala di attesa per l'imbarco, un ristorante ed un bar, sono ubicati gli uffici decentrati di vari enti ed amministrazioni ed è assicurato un servizio di guardia medica. Il pescaggio massimo risulta pari a 10 m.

²⁸ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

Figura 3.30 Porto di Olbia, specifiche degli accosti²⁹

Porto di Olbia			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Molo 1	175,	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 2	Si ormeggia in andana	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 3	175	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 4	207	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 5	Si ormeggia in andana	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 6	Si ormeggia in andana	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 7	177	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 8	170	Passeggeri, Ro-Ro	8,8
Molo 9	188	Passeggeri, Ro-Ro, Ormeggio navi militari	8,8
Madonna di Bonaria	275	Passeggeri, Ro-Ro	9,7
Molo 1 Bis	275	Mezzi di servizio	9,7
Molo B. Brin	305	Passeggeri, Diporto	6
Molo Vecchio	132	Passeggeri, Diporto Ormeggio navi militari	6
Molo Bosazza (Testata)	30	Diporto Mezzi di servizio	-
Cocciani Nord	240	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Ro-Ro	6,5
Cocciani Sud	186	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Ro-Ro	6,5

3.1.4.1 Inquadramento fisico del Porto di Olbia

Nel Piano Paesaggistico Regionale (P.P.R.) l'ambito territoriale di interesse risulta compreso integralmente nella carta d'Ambito Paesaggistico n°18 "Golfo di Olbia". Sul golfo esterno di Olbia, teso tra le due singolarità calcareo-dolomitiche di Capo Figari a nord e Tavolara a sud, si apre il golfo interno, alla cui morfologia si

²⁹ AdSP del Mare di Sardegna. 2019

deve l'insediamento della città punica e romana di Olbia. Il sistema del Golfo di Cugnana, comprende le foci del Rio La Conciaredda e del Rio Maronzu e le rispettive aree di esondazione, che delimitano lo specchio acqueo. Il golfo è caratterizzato da un esteso deposito sabbioso, situato nel fondo baia.

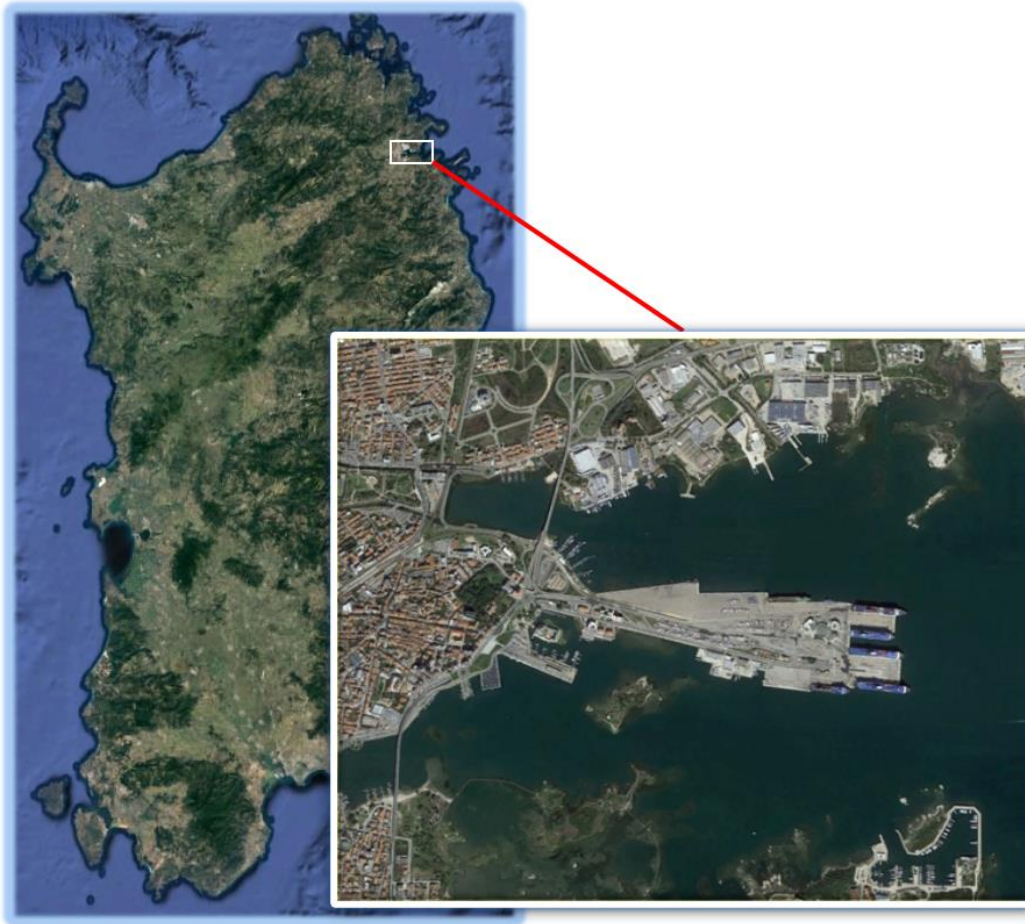


Figura 3.31 Inquadramento territoriale del porto di Olbia

3.1.4.2 Vincoli

Il porto di Olbia ricade in una porzione territoriale esente da vincoli di natura ambientale, idrogeologica o storico paesaggistica. Tuttavia, le coste prospicienti l'Isola Bianca, rispettivamente a nord e sud della stessa, sono sottoposte a vincolo idrogeologico in quanto appartenenti ad aree che *“per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con le norme di cui agli artt. 7, 8 e 9 possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque”*³⁰

³⁰ Ai sensi del R.D.L 3267/1923



Figura 3.32 Carta del vincolo Idrogeologico, R.D.Lgs. 30 dicembre 1923, n. 3267_ Porto di Olbia

Il **Piano Paesaggistico Regionale** individua, in corrispondenza delle foci del Rio La Conciaredda e del Rio Maronzu, un livello di pericolo idraulico pari ad Hi4, come mostra la Figura 3.33.

Nell'Figura 3.34 e Figura 3.35 si mostrano invece i livelli di pericolo rispettivamente di alluvioni e di frane che tuttavia non vanno ad interessare direttamente l'ambito portuale di Isola Bianca.



Figura 3.33 Carta del pericolo idraulico rev.41 (pericolo alluvioni PAI)_Porto di Olbia



Figura 3.34 Carta del pericolo alluvioni art 8 hi.v.09 (pericolo alluvioni art.8)_Porto di Olbia



Figura 3.35 Carta del pericolo frane.Art.8 Hg. V.09 (pericolo Frana Art.8)_Porto di Olbia

Per il territorio di Olbia sono stati individuati diversi beni con valenza storica, culturale e paesaggistica. Per quanto riguarda la zona direttamente interessata dal contesto portuale non si evidenziano vincoli connessi a tali specificità (Figura 3.36).

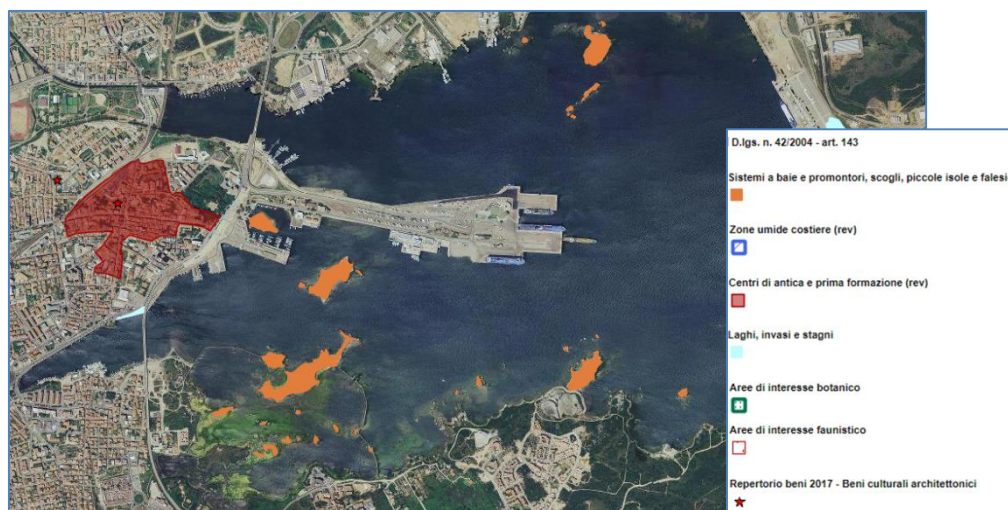


Figura 3.36 Carta dei beni culturali e del paesaggio _D.lgs n.42/2004- art.143_Porto di Olbia

3.1.5 Il porto di Golfo Aranci

Il porto di Golfo Aranci si distingue in due ambiti:

- il porto commerciale;
- il porto pescherecci.

È dotato di banchine sulle quali possono attraccare navi di grosso tonnellaggio. Dispone di una stazione marittima, all'interno della quale sono collocati uffici e servizi di accoglienza. Il sistema portuale di Golfo Aranci è inoltre dotato di moli che permettono l'attracco di imbarcazioni da diporto e di una piccola flotta pescherecci. Tra questi sono situati alcuni punti di ormeggio per i mezzi della Capitaneria di Porto. Lo scalo è caratterizzato da un traffico annuale che si avvicina al milione di passeggeri, nasce quale terminale marittimo del servizio ferroviario per il trasporto dei passeggeri e delle merci. È dotato di banchine sulle quali possono attraccare navi passeggeri di grosso tonnellaggio ed un dente d'attracco dotato di binari ferroviari. L'ordinamento marittimo nazionale, come richiamato dalla Legge 84 del 28 Gennaio del 1994, prevede che i porti marittimi nazionali siano ripartiti in categorie e classi. Il sistema portuale di Olbia- Golfo Aranci appartiene alla II categoria e I classe.

Tabella 3.8 Porto di Golfo Aranci, specifiche degli accosti³¹

Porto di Golfo Aranci			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Molo Sud	224	Passeggeri, Ro-Ro	7,8
Ormeggio Alternativo (in andana)		Passeggeri, Ro-Ro	7
Invasatura RFI	142	Altre merci	5,5
Invasatura ex RFI	119	In disuso	5,5
Molo Nord	40	Pesca, Mezzi di servizio	5

³¹ Piano Operativo Triennale 2018-2020 AdSP del Mare di Sardegna

3.1.5.1 Inquadramento fisico del Porto di Golfo Aranci

Il paese si estende su una lingua di terra in mezzo al mare, affacciata sul golfo di Olbia nella Sardegna nord occidentale, che termina alla base di Capo Figari. Il centro abitato di Golfo Aranci si affaccia su baia Caddinas. La costa bassa e rocciosa è ricca di piccole insenature ed è caratterizzata dalla presenza di cinque spiagge che presentano arenili molto stretti di sabbia bianca e sottile con fondali che digradano per un centinaio di metri. Il porto di Golfo Aranci ricade, assieme al porto di Isola Bianca, nell'ambito di paesaggio n. 28 previsto dal Piano Paesaggistico Regionale.



Figura 3.37 Inquadramento territoriale del porto di Golfo Aranci

3.1.5.2 Vincoli

L'ambito portuale di Golfo Aranci rientra nelle zone vincolate per scopi idrogeologici e in aree di interesse storico e paesaggistico. La Figura 3.39 e Figura 3.40 mostrano nel dettaglio il contesto territoriale appartenente a tale classificazione

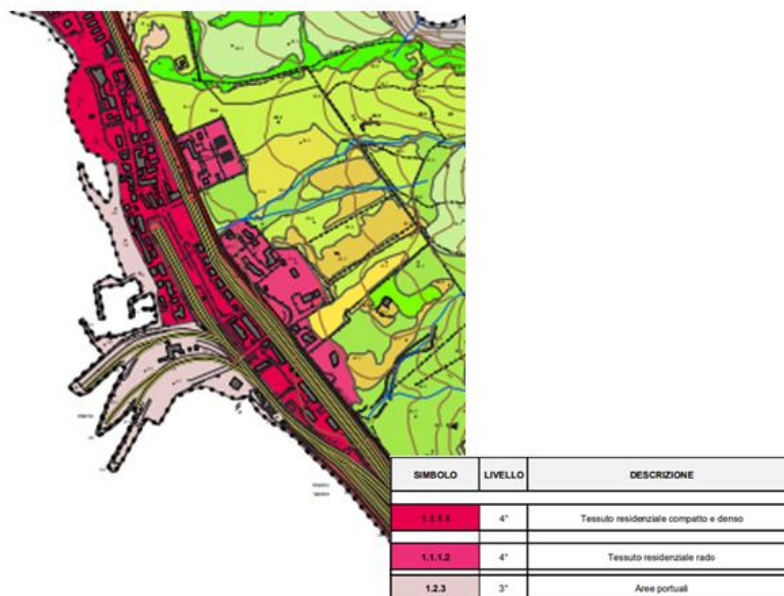


Figura 3.38 Carta d'uso del suolo_ Porto di Golfo Aranci³²



Figura 3.39 Aree vincolate per scopi idrogeologici³³ art 18 L 991/1952

³² Adeguamento del Piano Urbanistico Comunale al P.P.R. e al P.A.I.2004

³³ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate



Figura 3.40 Carta dei beni culturali e del paesaggio Porto di Golfo Aranci³⁴_D.lgs n.42/2004- art.143_ Sistemi di baie e promontori, scogli, piccole isole e falesie.

Non si riscontrano invece vincoli legati alle ZPS e ai SIC, dai quali la zona portuale risulta esclusa.

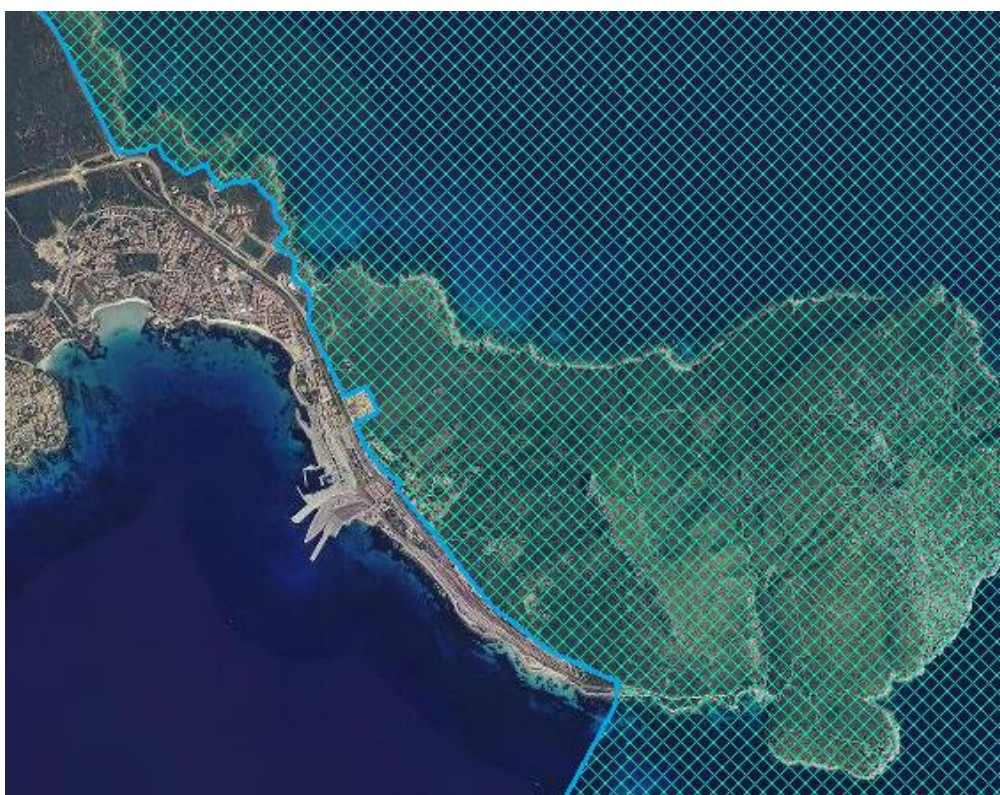


Figura 3.41 Carta dei vincoli ambientali³⁵_ ZPS zone Protezione Speciale. 2017. Porto di Golfo Aranci

Data la localizzazione del **porto di Golfo Aranci**, non si riscontra pertanto alcun vincolo per ciò che concerne:

³⁴ http://www.sardegnaegeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

³⁵ http://www.sardegnaegeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

- Aree di pregio ambientale (PRG, PTP)
- Area a vincolo idrogeologico,
- Aree per servizi sociali
- Aree destinate ad attività commerciali
- Capacità insediativa residenziale teorica
- Siti di interesse comunitario
- Zone di protezione speciale
- Fasce di rispetto dei corsi d'acqua
- Aree di interesse storico e paesaggistico
- Beni culturali da salvaguardare
- Riserve naturali

3.1.6 **Il porto di Santa Teresa di Gallura**

Santa Teresa Gallura è la città più a settentrione della Sardegna, localizzata sulle bocche di Bonifacio; il suo complesso portuale comprende un moderno porto turistico e un'area destinata al traffico passeggeri per la Corsica, posizionata in prossimità della stazione marittima. Il porto di Santa Teresa di Gallura, è situato all'interno di una stretta insenatura, ed è costituito da due denti di attracco e da alcune banchine. Al suo interno sono posizionati diversi pontili galleggianti. I fondali variano da 2 a 5 metri e vi insistono circa 700 posti barca a disposizione per il diporto. Le aree per il diporto non rientrano tra le competenze dell'AdSP, mentre quelle ex legge attribuite alla gestione dell'Ente sono individuate nella c.d. "banchina commerciale". La Tabella 3.9 fornisce i dati tecnici riferiti alle due banchine presenti nel porto, una di levante, corredata da 6 bitte ed una di ponente con 8 bitte. Riguardo al Terminal passeggeri per traghetti (cabotaggio) e navi da crociera sono presenti aree di transito (1 sala d'attesa, 1 piazzale di parcheggio, 1 area commerciale e due biglietterie) con una superficie complessiva di 308 m².

Tabella 3.9 Porto di Santa Teresa di Gallura, specifiche degli accosti³⁶

Porto di Santa Teresa di Gallura			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio massimo [m]
Banchina Commerciale	160	Passeggeri, Ro-Ro	4,5

3.1.6.1 **Inquadramento fisico del porto di Santa Teresa di Gallura**

Il territorio del Comune di Santa Teresa Gallura costituisce il lembo più settentrionale della Sardegna ed il più vicino all'isola di Corsica con la cui porzione più meridionale condivide diversi elementi di similitudine di natura geomorfologica. Il mare lo circonda su tre lati e, per tale ragione, lo sviluppo del perimetro costiero prevale sulle connessioni lungo la terra emersa. Al territorio urbano di Santa Teresa Gallura si raccordano numerosi insediamenti minori, alcuni con una storia insediativa, altri totalmente originati nell'ambito delle dinamiche edificatorie legate al turismo balneare e quindi per lo più ricadenti lungo la fascia costiera.

³⁶ AdSP del Mare di Sardegna. 2019



Figura 3.42 Inquadramento territoriale del porto di Santa Teresa di Gallura

3.1.6.2 Vincoli

Il comune di Santa Teresa di Gallura ha adottato il Piano Urbanistico Comunale (PUC) con deliberazione del Consiglio Comunale del 27.11.2014. Nella Figura 3.43 sono riportate le zone individuate dal PUC nell'ambito portuale.

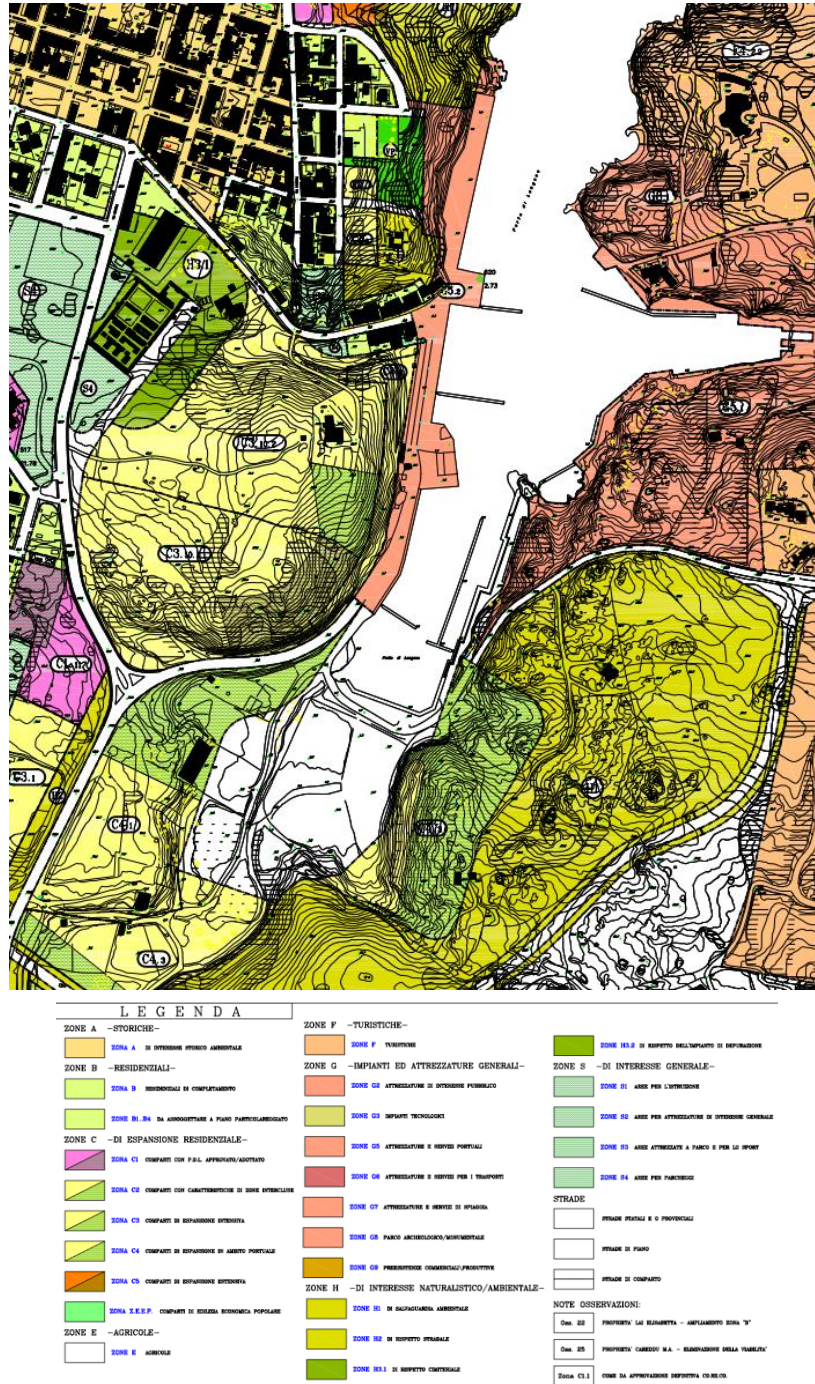


Figura 3.43 PUC Comune di Santa Teresa di Gallura³⁷

L'assetto ambientale è costituito dalle seguenti componenti di paesaggio:

1. aree naturali
2. aree seminaturali
3. aree agro-forestali.

Il P.U.C. all'interno delle componenti del paesaggio, riconosce e tutela le seguenti aree:

- a. aree a forte acclività con pendenza >40%
- b. aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate

³⁷ <http://www.comunesantateresagallura.it/wp-content/uploads/2016/06/Tav-AI.02-Cartografia-Centro-Urbano-PUC-vigente.pdf>

- c. aree di ulteriore interesse naturalistico
- d. aree di recupero ambientale
- e. aree di pericolosità idro-geologica
- f. aree sottoposte a vincolo idro-geologico.

Il porto di Santa Teresa di Gallura ricade in aree che si distinguono per la presenza di centri di antica e prima formazione e di sistemi di baie e promontori, scogli, piccole isole e falesie (Figura 3.44). Non si evincono pertanto particolari vincoli connessi all'ambito portuale in esame.



Sistemi a baie e promontori, scogli e piccole isole, falesie e versanti costieri



Centri di antica e prima formazione Atti 2007-2012



Figura 3.44 Carta dei beni culturali e del paesaggio Porto di Santa Teresa di Gallura³⁸ _D.lgs n.42/2004- art.143_ Sistemi di baie e promontori, scogli, piccole isole e falesie.

La Figura 3.45 riporta evidenziate in verde le aree del porto sottoposte a vincolo per scopi idrogeologici ai sensi dell'ART.18 legge 991/1952

³⁸ http://www.sardegneageoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate



Figura 3.45 Aree vincolate per scopi idrogeologici_ Porto di Santa Teresa di Gallura³⁹ art 18 L. 991/1952



Figura 3.46: Piano di assetto idrogeologico Pericolo Piena Art. 8 c.2⁴⁰

³⁹ http://www.sardegnegeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

⁴⁰ <http://www.sardegnegeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=eolico>

La Figura 3.46 riporta le aree del porto sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi dell'Art.8 c.2 della NTA del PAI.

3.1.7 Il porto di Porto Torres

L'ambito portuale di Porto Torres si suddivide in due parti: il Porto Storico e il Porto Industriale. Esso si estende per una superficie di 4.221.610 m² comprendendo le aree dei bacini del porto commerciale (510.815 m², di cui 31.820 m² di superficie a terra) e del porto industriale (3.709.795 m², di cui 34.790 m² di superficie a terra). Il porto Storico comprende il molo di ponente. Nella darsena della Capitaneria è localizzato il *porto turistico* che ospita circa 400 posti barca in banchina e su pontili galleggianti. La Banchina dell'Alto Fondale è la banchina che chiude il porto mentre la Banchina di Ponente è l'estremità del porto verso ovest. Il porto Industriale va a completare la relativa zona con, in particolare, le raffinerie localizzate nel retroterra portuale. Esso è specializzato nella movimentazione di rinfuse liquide e solide. Attualmente è adibito anche a scalo di navi passeggeri che non possono ormeggiare nel porto commerciale per le limitate dimensioni di quest'ultimo. A questo inconveniente si sta ovviando con l'esecuzione dei lavori di dragaggio del bacino di ponente e la realizzazione di un nuovo molo ovest nel quale si otterranno nuovi accosti.

Tabella 3.10 Porto di Porto Torres, specifiche degli accosti⁴¹

Porto di Porto Torres			
Nome Accosto	Lunghezza [m]	Destinazione d'uso	Pescaggio [m]
Molo di Levante	430	Passeggeri, Merci in colli, Ro-Ro, Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	11
Dogana- Segni	300	Passeggeri, Merci in colli, Ro-Ro, Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	9
Banchina di SW	120	Passeggeri, Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	9
Teleferica	145	Passeggeri, Merci in colli, Ro-Ro, Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	7
Ponente 1	240	Passeggeri, Ro-Ro,	9
Ponente 2	180	Passeggeri, Ro-Ro	9
Ponente 3	190	Passeggeri, Ro-Ro	9
ASI 1	300	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Container, Ro-Ro	10
ASI 2	330	Passeggeri, Rinfuse secche, Merci in colli, Container,	12

⁴¹ AdSP del Mare di Sardegna.2019

		Ro-Ro	
ASI 3	450	Prodotti petroliferi, Ro-Ro	12
Riva	200	Rinfuse secche, Merci in colli, Container Altre merci, Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	6
E-On	400	Rinfuse secche, Merci in colli, Container Altre merci Mezzi di servizio, Ormeggio navi militari	14
Polimeri1	1.450	Prodotti petroliferi	14

3.1.7.1 Inquadramento fisico del porto di Porto Torres

Il territorio di Porto Torres, nel quale ricade l'area oggetto di analisi, è situata sulla parte nord occidentale della Sardegna, nel Golfo dell'Asinara. Ha un territorio di 10200 ettari, metà dei quali risultano occupati dall'Isola Piana e dall'Asinara, che è sede dell'omonimo parco nazionale; la restante parte del territorio di Porto Torres ospita la pianura della Nurra, e sono presenti alcuni colli, il più alto dei quali è monte Alvaro (342m), che ospita una cava di calcare. Il territorio è lambito da due fiumi: il Riu Mannu e il fiume Santo. La zona industriale di Porto Torres è la più estesa della Sardegna con una superficie di 23 km². La costa si estende verso est sul litorale di Platamona, mentre lungo il territorio urbano sono presenti numerose scogliere di tufo con falesie interrotte da spiagge.



Figura 3.47 Inquadramento territoriale del porto di Porto Torres

3.1.7.2 Vincoli

Data la localizzazione del **porto industriale** di porto di Porto Torres, non si riscontra alcun vincolo per ciò che concerne.

- Aree di pregio ambientale (PRG, PTP)
- Area a vincolo idrogeologico,
- Aree per servizi sociali
- Aree destinate ad attività commerciali
- Capacità insediativa residenziale teorica
- Siti di interesse comunitario
- Zone di protezione speciale
- Fasce di rispetto dei corsi d'acqua
- Aree di interesse storico e paesaggistico
- Beni culturali da salvaguardare
- Riserve naturali

Nessun vincolo anche per quanto riguarda la zona interessata dal **porto commerciale** e quella immediatamente prospiciente. Tuttavia, si riscontra in queste aree la presenza di beni paesaggistici, beni culturali e archeologici⁴², laghi, invasi e stagni, centri di antica e prima formazione, zone umide costiere, campi dunari e sistemi di spiaggia, sistemi a baie promontori, scogli, piccole isole e falesie (Figura 3.48)

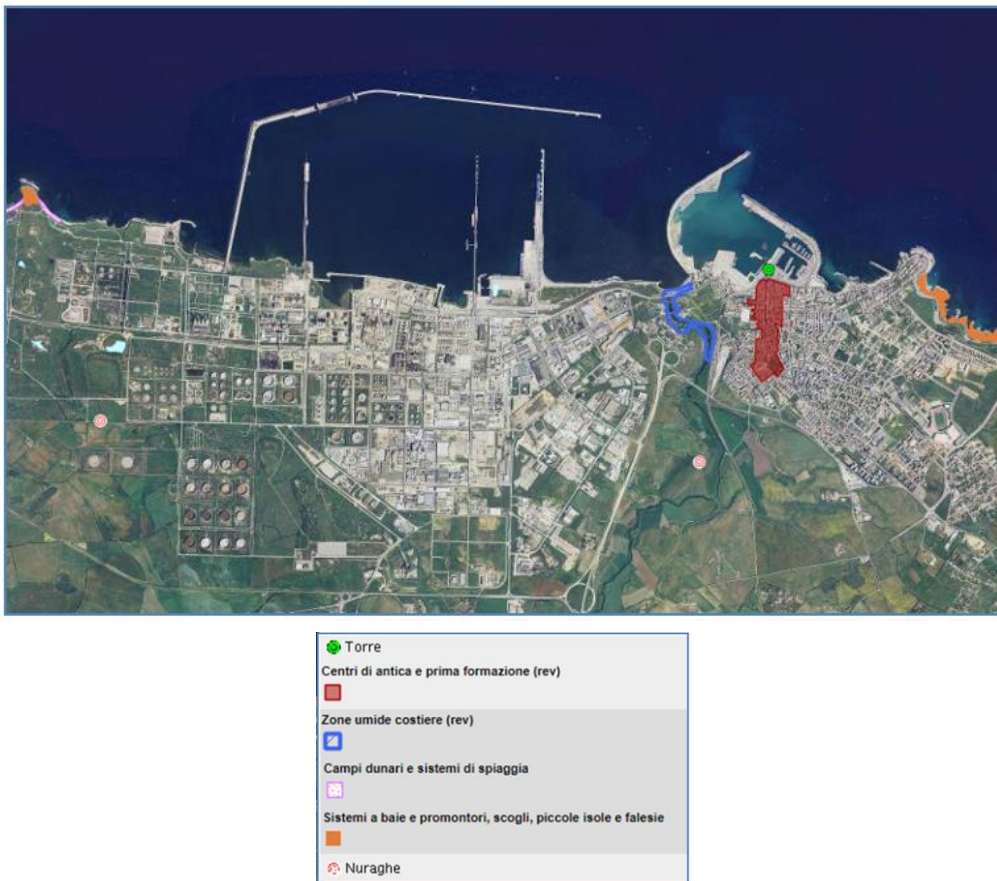


Figura 3.48 Carta dei beni culturali e del paesaggio Porto di Porto Torres⁴³_D.lgs n.42/2004- art.143

⁴² Repertorio beni 2017_beni paesaggistici

⁴³ http://www.sardegnaeoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

Per quanto riguarda invece il Piano di Assetto Idrogeologico, in corrispondenza della foce del Rio Mannu, si evidenzia un livello di pericolo idraulico pari a Hi4, come mostrato dalla Figura 3.49

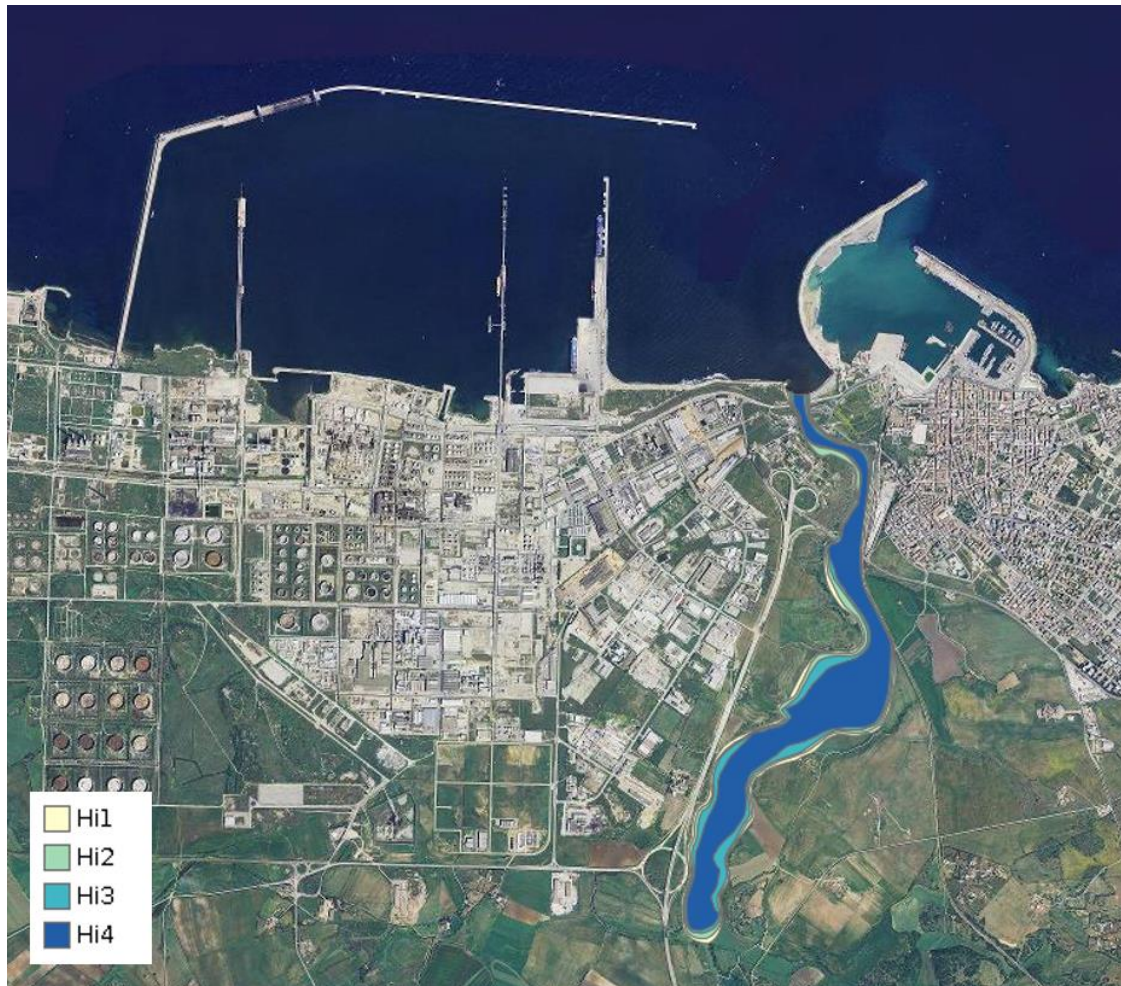


Figura 3.49 Piano di assetto idrogeologico, Porto di Porto Torres⁴⁴. Carta del pericolo idraulico Rev.41 (Pericolo alluvioni)

3.2 IL TRAFFICO NAVALE

Il presente paragrafo ha come obiettivo quello di formulare un'analisi generale sul traffico navale in Sardegna. In particolare verranno approfonditi gli aspetti connessi al traffico merci ed al traffico passeggeri che negli anni 2017 e 2018 hanno interessato complessivamente i porti di Cagliari, Portovesme, Oristano, Porto Torres, Santa Teresa di Gallura, Olbia e Golfo Aranci. La tabella sottostante fornisce il dato globale sui traffici navali di tutti i porti dell'AdSP del Mare di Sardegna estratto dal formato ESPO.

⁴⁴ http://www.sardegnaeopoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=aree_tutelate

ANNO PERIODO DA/A	2017			2018			Differenza	
	GENNAIO - DICEMBRE			GENNAIO - DICEMBRE			TOTALE	%
	IN	OUT	TOTALE	IN	OUT	TOTALE		
TOTALE TONNELLATE	28.506.134	21.199.034	49.705.168	27.841.294	19.772.490	47.613.784	2.091.384	-4,2%
Indicare l'unità di misura utilizzata: Tonnellate o migliaia di tonnellate								
RINFUSE LIQUIDE	16.455.340	12.481.363	28.936.703	16.672.632	11.910.004	28.582.636	354.067	-1,2%
di cui:								
Petrolio greggio	14.488.794	0	14.488.794	14.520.094	0	14.520.094	31.300	0,2%
Prodotti (petroliferi) raffinati	1.780.720	11.769.106	13.549.826	1.987.260	11.239.790	13.227.050	322.776	-2,4%
Prodotti petroliferi gassosi, liquefatti o compressi e gas naturale	68.410	202.380	270.790	45.949	183.571	229.520	41.270	-15,2%
Prodotti chimici	17.450	509.877	527.327	7.354	486.643	493.997	33.330	-6,3%
Altre rinfuse liquide	99.966	0	99.966	111.975	0	111.975	12.009	12,0%
RINFUSE SOLIDE	3.367.810	1.664.094	5.031.904	3.340.938	1.766.510	5.107.448	75.544	1,5%
di cui:								
Cereali	496.068	0	496.068	484.909	0	484.909	11.159	-2,2%
Derrate alimentari/mangimi/oleaginosi	173.800	10.260	184.060	169.621	12.830	182.451	1.609	-0,9%
Carboni fossili e ligniti	1.884.939	0	1.884.939	1.861.373	0	1.861.373	23.566	-1,3%
Minerali/cementi/calci	337.307	1.588.426	1.925.733	376.677	1.694.229	2.070.906	145.173	7,5%
Prodotti metallurgici	293.441	18.941	312.382	286.868	8.851	295.719	16.663	
Prodotti chimici	19.714	34.432	54.146	23.585	0	23.585	30.561	-56,4%
Altre rinfuse solide	162.542	12.035	174.576	137.905	50.600	188.505	13.929	8,0%
MERCI VARIE IN COLLI	8.682.984	7.053.578	15.736.561	7.827.724	6.095.976	13.923.700	1.812.861	-11,5%
di cui:								
In contenitori (compresi contenitori Ro-Ro)	2.854.832	2.316.106	5.170.938	1.801.911	1.403.007	3.204.918	1.966.020	-38,0%
Ro-Ro (contenitori esclusi)	5.824.588	4.733.383	10.557.971	5.951.636	4.683.573	10.635.209	77.238	0,7%
Altre merci varie	3.564	4.089	7.653	74.177	9.396	83.573	75.920	992,0%
Numero di passeggeri locali e traghetti (B21+B22)	2.557.225	2.794.489	5.351.714	2.750.522	2.994.440	5.744.962	393.248	7,3%
di cui:								
Passeggeri locali (viaggi < 20 miglia)	351.969	624.009	975.978	342.675	617.553	960.228	15.750	-1,6%
Passeggeri traghetti	2.205.256	2.170.480	4.375.736	2.407.847	2.376.887	4.784.734	408.998	9,3%
Numero di passeggeri crociere	0	0	564.041	0	0	513.962	50.079	-8,9%
"Home Port"	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!
"Transiti" (da contarsi una sola volta)	0	0	564.041	0	0	513.962	50.079	-8,9%
Numero di container in TEU (B41+B42)	231.925	232.015	463.939	134.931	153.863	288.794	175.145	-37,8%
"Hinterland" (B411+B412)	47.679	46.536	94.215	54.920	72.281	127.201	32.987	35,0%
di cui:								
Vuoti	6.576	29.523	36.099	8.355	34.329	42.684	6.585	18,2%
Pieni	41.103	17.013	58.116	46.565	37.952	84.517	26.401	45,4%
"Transshipped" (B421+B422)	184.246	185.479	369.725	80.011	81.582	161.593	208.132	-56,3%
di cui:								
Vuoti	39.203	39.589	78.793	12.815	12.600	25.415	53.378	-67,7%
Pieni	145.043	145.890	290.932	67.196	68.982	136.178	154.754	-53,2%
Numero unità Ro-Ro	251.993	249.771	523.653	254.409	276.968	550.299	26.646	5,1%
Numero veicoli privati	765.456	761.869	1.599.629	795.727	778.570	1.648.538	48.909	3,1%
Numero veicoli commerciali	67.408	23.173	90.581	72.503	26.456	98.959	8.378	9,2%

Figura 3.50 Il traffico navale globale dell'AdSP del Mare di Sardegna (2017-2018)

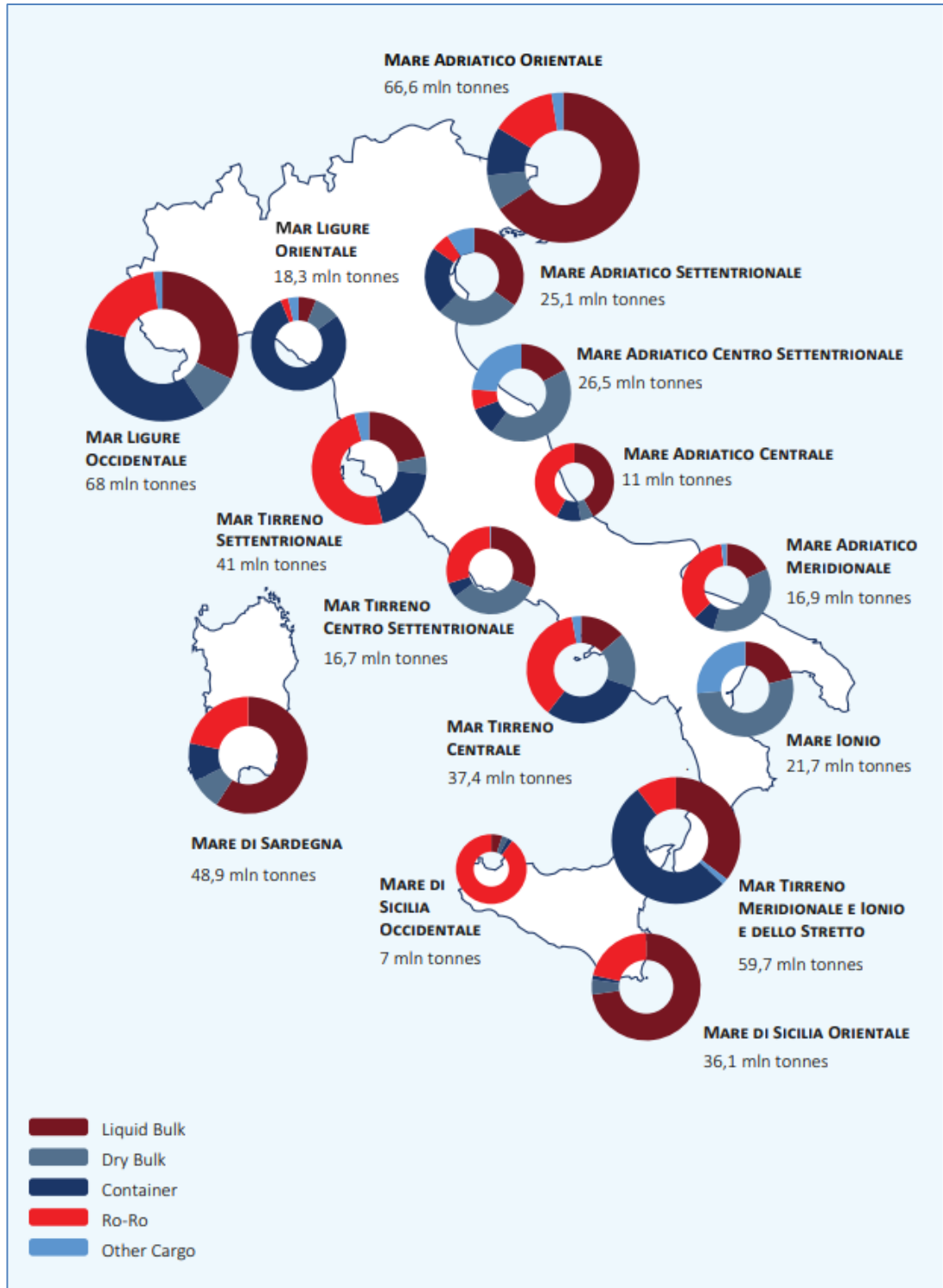


Figura 3.51 Il traffico portuale nazionale suddiviso per AdSP⁴⁵

Il sistema portuale italiano ha registrato, nel 2017, un numero di tonnellate di merci movimentate pari a circa mezzo miliardo con un valore del liquid bulk di 188 milioni di tonnellate. In riferimento a queste cifre, è possibile effettuare un confronto con quelle registrate nello stesso anno nel sistema portuale sardo.

⁴⁵ SRM & Assoporti - Port Indicators. 2018

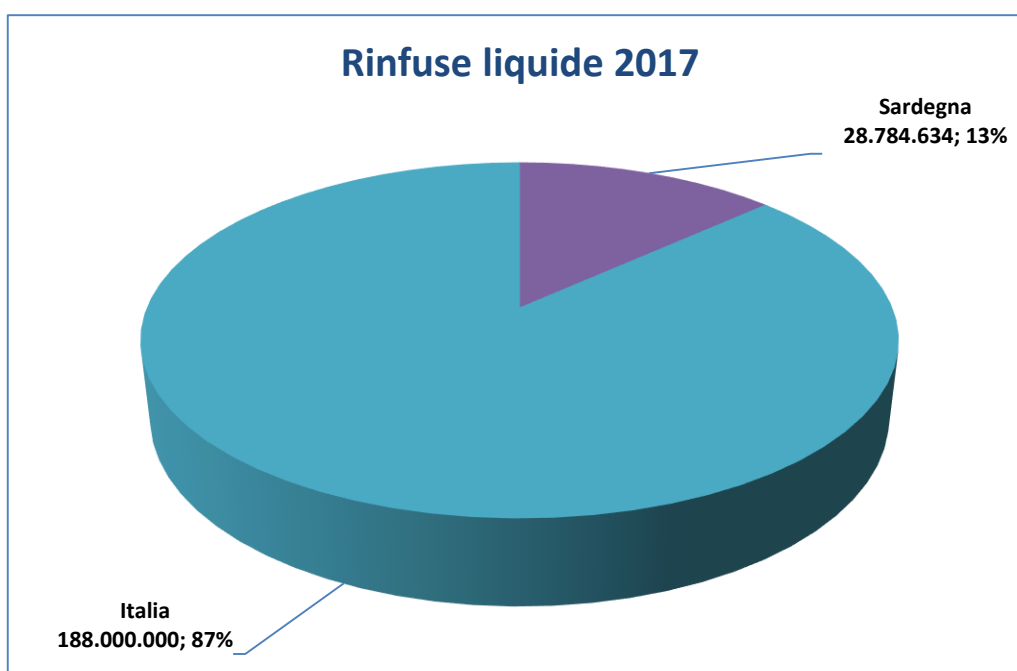
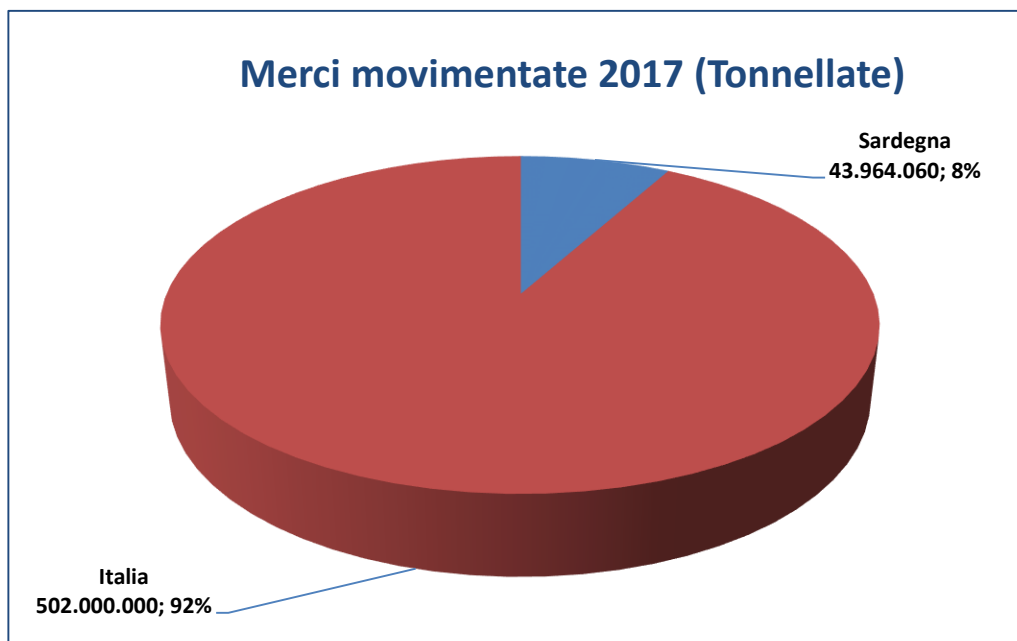


Figura 3.52 Il traffico merci (merci movimentate e rinfuse) in Italia e in Sardegna. 2017⁴⁶

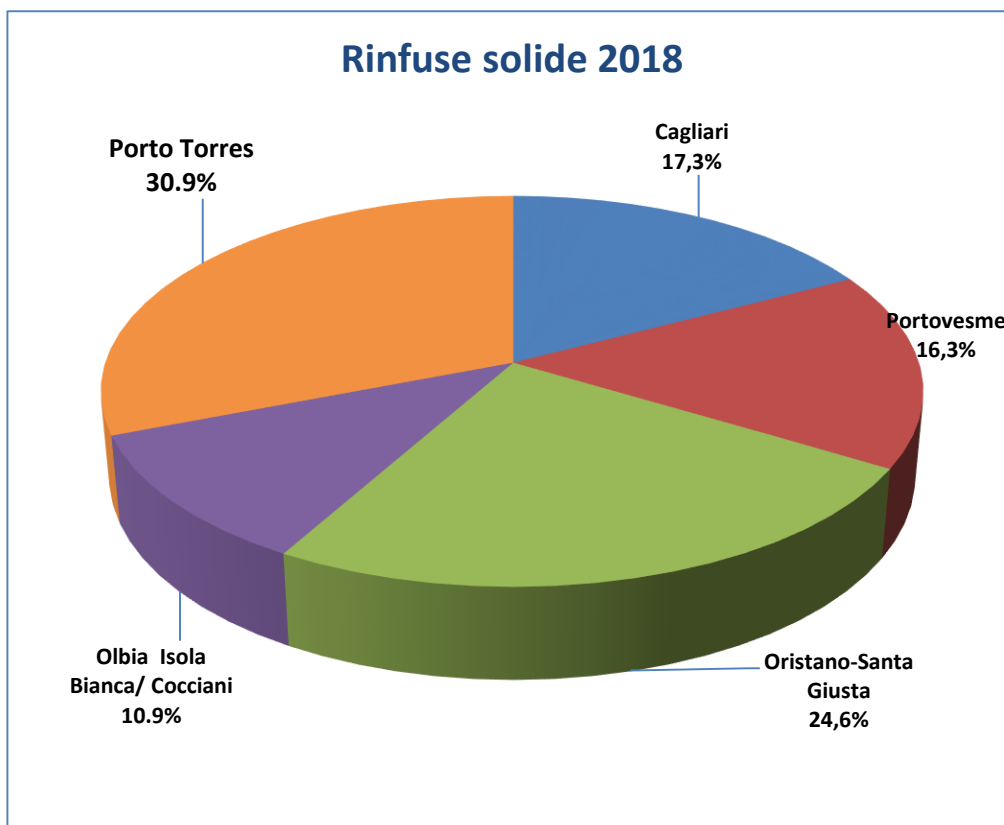
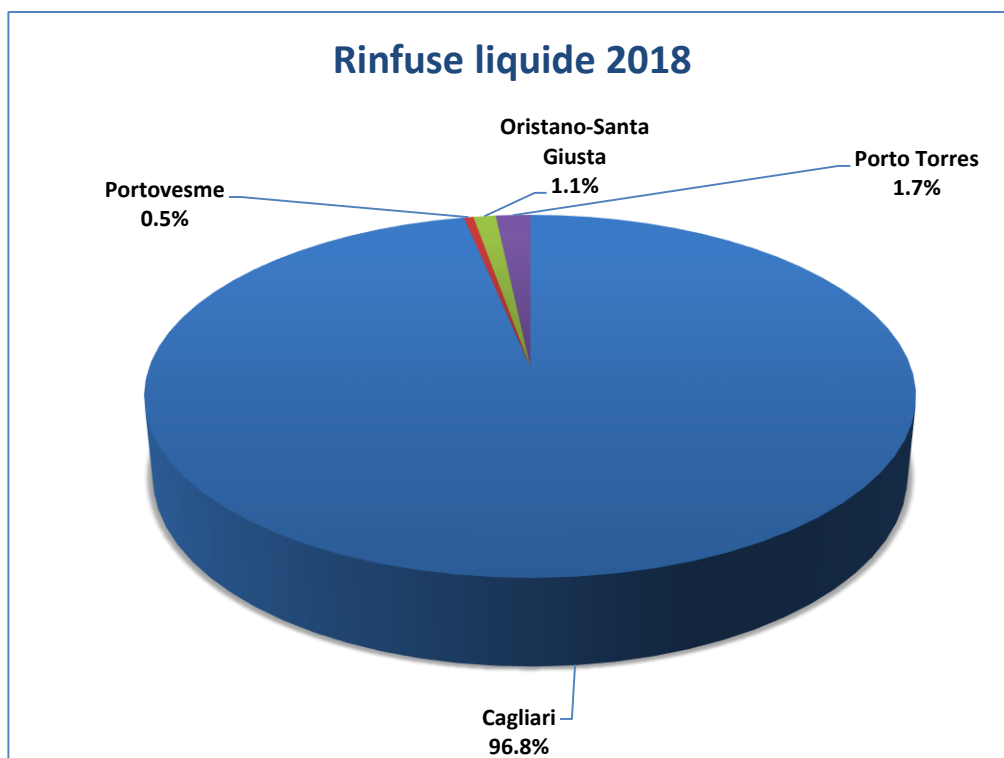
3.2.1 Il traffico merci

Di seguito vengono esaminati i dati di traffico di merci dei porti di Cagliari, Portovesme, Oristano, Porto Torres, Olbia, Golfo Aranci e Santa Teresa di Gallura.

Per quanto riguarda le tonnellate movimentate, la Sardegna occupa il quarto posto tra le AdSP dopo quelle del Mar Adriatico Orientale, del Mar Ligure Occidentale e del Mar Tirreno Meridionale. Diverso il discorso relativo al Transhipment che, come mostra la tabella riportata in Figura 3.50, ha subito una diminuzione di circa il 56% di TEU movimentati rispetto al 2017.

⁴⁶ SRM & Assoportori - Port Indicators. 2018

Nei grafici riportati in Figura 3.53, vengono rappresentate in percentuale le categorie di merci in transito da e per i porti di competenza dell' AdSP del Mare di Sardegna.



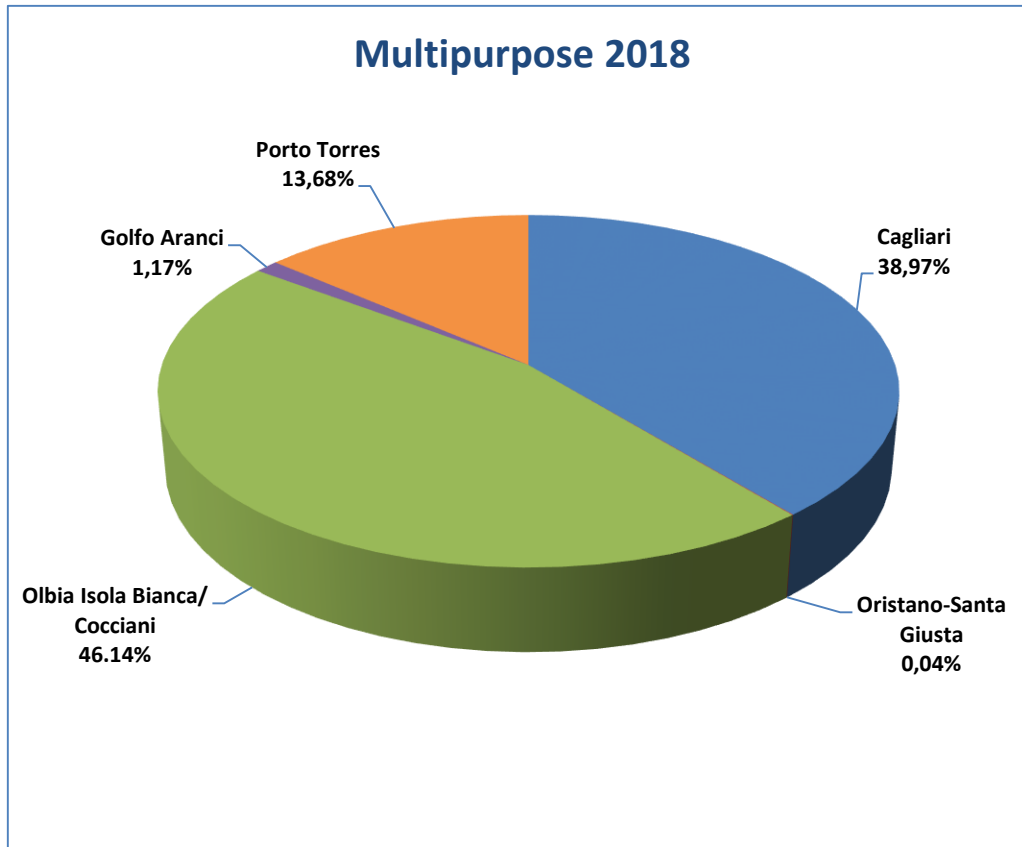


Figura 3.53 Percentuali sul traffico merci nei porti di competenza dell'AdSP del Mare di Sardegna.

Nelle figure successive sono rappresentati graficamente i dati dei movimenti del traffico merci nei porti in esame. In ascissa sono disposti i porti oggetto del presente studio, mentre in ordinata sono indicate le tonnellate trasportate negli anni 2017 e 2018 relativamente a:

- Tonnellate totali (Figura 3.54);
- Traffico merci (Figura 3.55);
- Traffico container (Figura 3.56).

Il traffico merci nel porto di Cagliari ha subito gli effetti della crisi del traffico terminal di transhipment. Il dato del 2017 vede infatti un valore di tonnellate totali movimentate pari a 37.900.248 che nel 2018 subisce un decremento del 5,2% (3,6 milioni di tonnellate in meno). Diversa la situazione negli scali di Olbia Isola Bianca, dove si registra un aumento pari quasi al 4% e di Porto Torres con un incremento di oltre 200 mila tonnellate (quasi il 6% in più rispetto al 2017)

Anche il porto di Oristano fornisce valori positivi, con più di 38.000 tonnellate totali movimentate dal 2017 al 2018, per una percentuale pari quasi al 3%. I porti di Portovesme e Golfo Aranci riportano aumenti di lieve entità, rimanendo nell'intorno del 2%. Nessun dato è disponibile relativamente al traffico merci nel porto di Santa Teresa di Gallura.

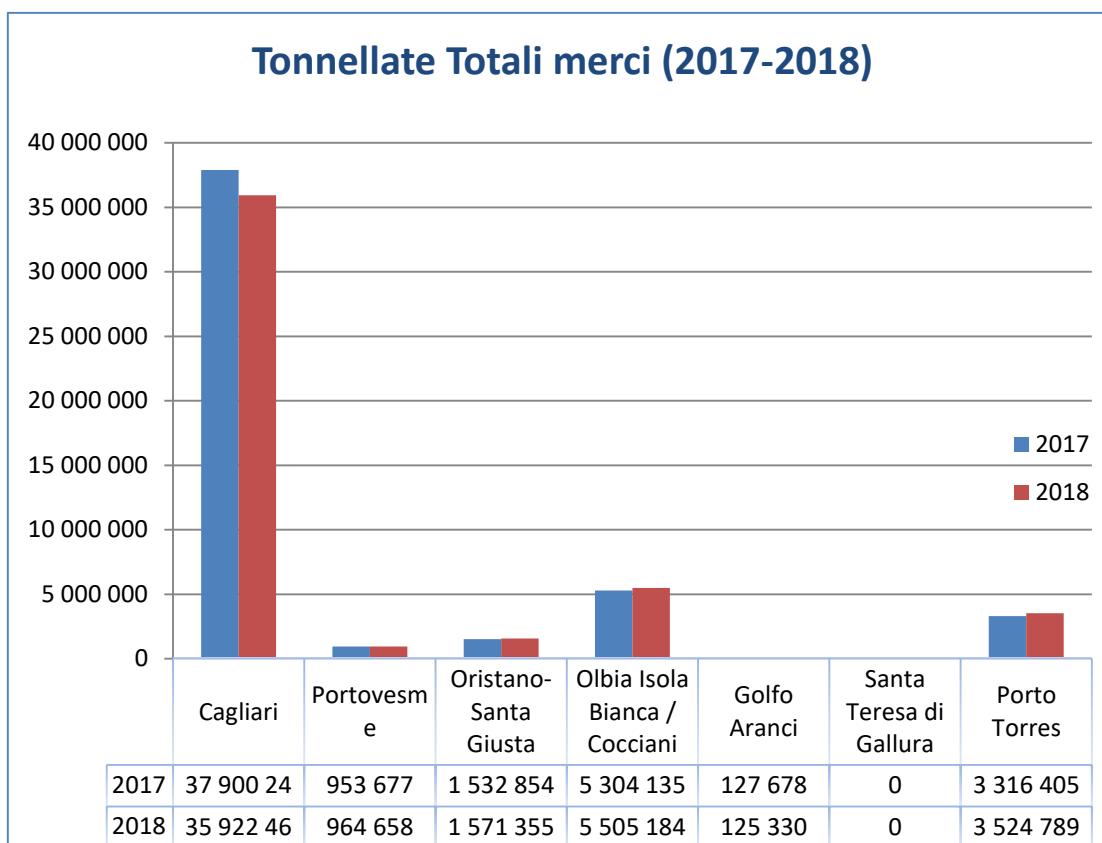


Figura 3.54 Tonnellate totali (in uscita ed in entrata) negli anni 2017 e 2018⁴⁷

Il grafico in Figura 3.55, descrive l'andamento del traffico merci distinto nelle categorie: rinfuse liquide, rinfuse solide e merci varie in colli. Il porto di Cagliari è il polo di maggior rilievo per quanto riguarda il traffico di merci, con un valore massimo rappresentato dagli spostamenti di *rinfuse liquide* da e per il terminal petrolchimico di Porto Foxi nel comune di Sarroch (27.658.207 di tonnellate).

Per ciò che concerne il traffico di *merci varie*, i numeri indicano che il porto di Olbia Isola Bianca è il primo in Sardegna con 4.946.099 tonnellate movimentate nel 2018 (oltre 35mila in più rispetto all'anno precedente), seguito dal terminal commerciale di Cagliari con 4.176.929.

Come già descritto nel paragrafo 3.1.1.3, il terminal di transhipment di contenitori nel Porto Canale di Cagliari ha rappresentato la più significativa realtà commerciale della portualità sarda ed è entrato dal 2005 tra i primi 100 del mondo. Ciononostante, negli ultimi anni si è manifestata una drastica diminuzione del traffico container, con una percentuale di TEU movimentati nel 2018 pari al 40% in meno rispetto al 2016.

L'abbandono del porto di Cagliari nel 2019 da parte dell'operatore Hapag Lloyd e la concomitante crisi della CICT Italia con la liquidazione della CICTs.p.a, gestore del terminal container, stanno contrassegnando l'attuale delicata fase di rilancio del settore che ha visto per l'anno in corso (2019) annullarsi l'attività di transhipment.

⁴⁷ AdSP del Mare di Sardegna

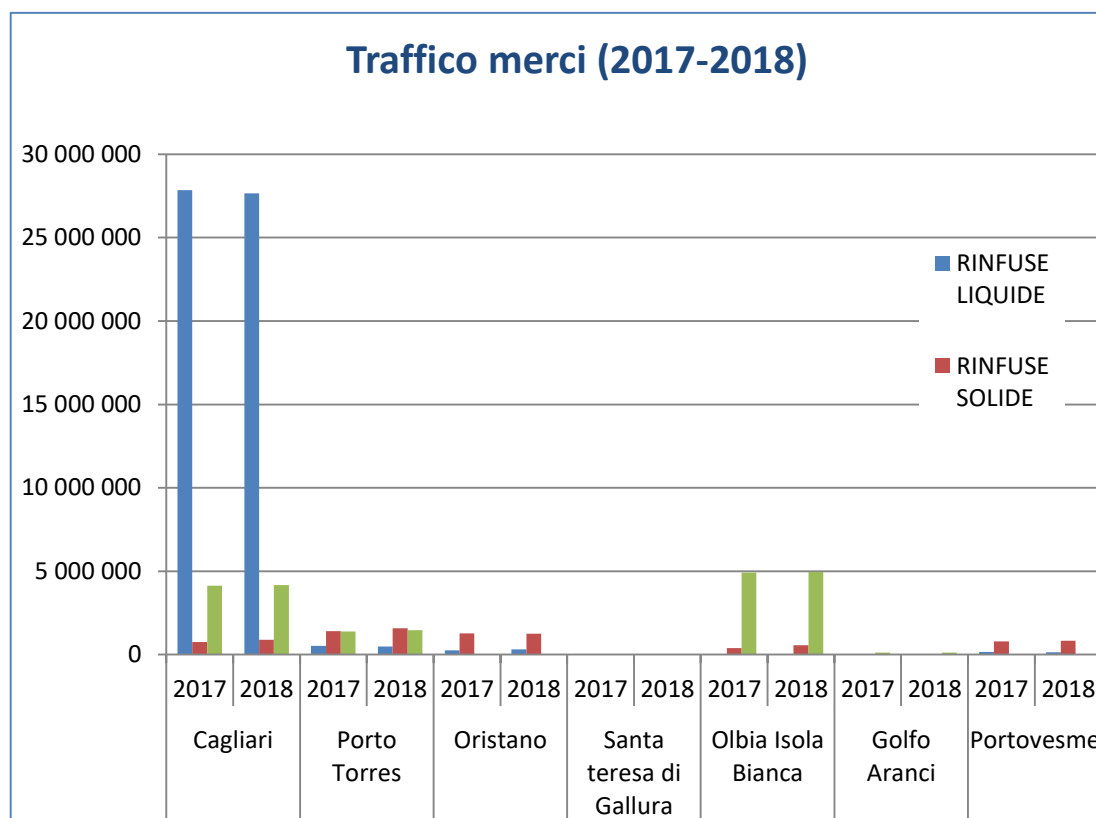


Figura 3.55 Traffico merci negli anni 2017 e 2018

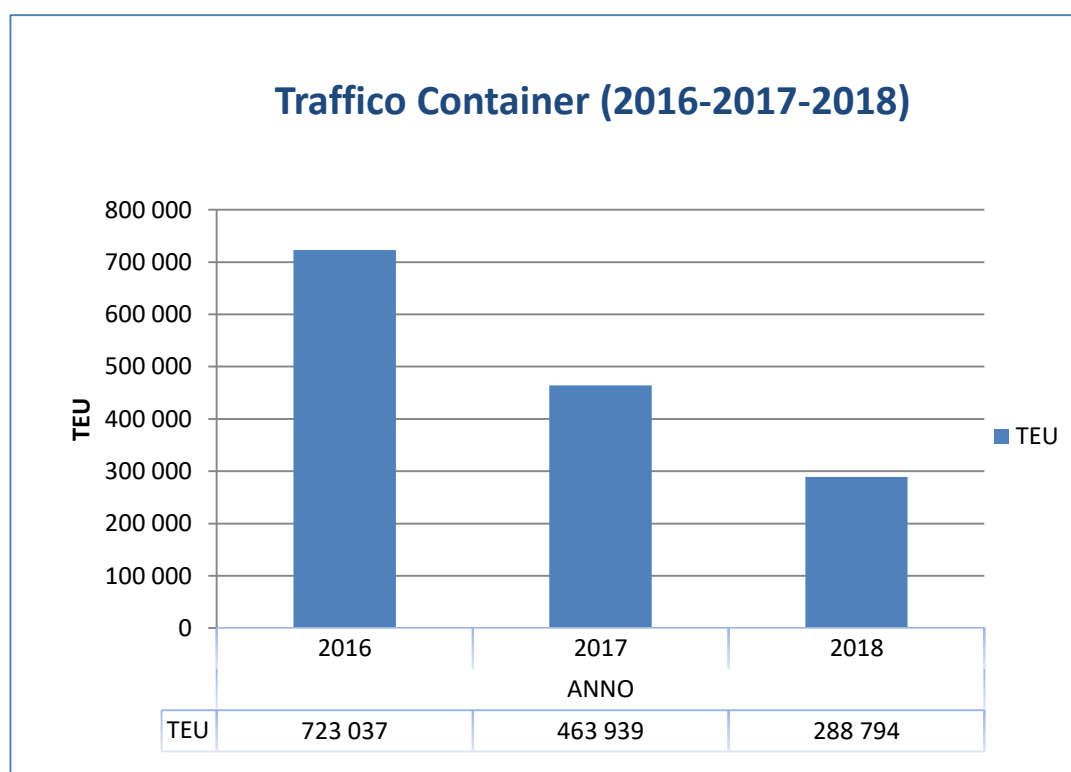


Figura 3.56 Andamento del traffico container nel porto canale di Cagliari negli anni 2016, 2017 e 2018⁴⁸

⁴⁸ AdSP del Mare di Sardegna

3.2.2 *Il traffico passeggeri e crocieristico*

3.2.2.1 *Il traffico passeggeri*

Nel 2018 i porti della Sardegna, con una crescita del 7,7% rispetto all'anno precedente del numero di passeggeri in arrivo e partenza, pari a circa 5 milioni e 740 mila, si classificano al primo posto nella classifica italiana dei traffici passeggeri.

Tra gli scali appartenenti all'AdSP del Mare di Sardegna, il porto di Olbia Isola Bianca, occupa il primo posto per quanto attiene il trasporto di passeggeri. Sono infatti 2.771.131 le persone che nel 2018 hanno fatto scalo nel porto nord orientale sardo, segnando un incremento di più di 75 mila passeggeri rispetto al 2017. Porto Torres, con 992.678 passeggeri nel 2017 e 1.023.080 nel 2018, si classifica al secondo posto. Lo scalo di Portovesme, che rappresenta un importante punto di riferimento per il trasferimento dei passeggeri da e per l'Isola di San Pietro, ha registrato nel 2018 un valore di 686.051 passaggi, dato tuttavia inferiore rispetto all'anno precedente (702.488 nel 2017). Crescite di lieve entità si registrano anche negli scali di Golfo Aranci, Santa Teresa e Cagliari nel periodo 2017-2018. Nello specifico, nel 2018 sono stati rispettivamente 679.505, 274.177 e 311.018 le persone che hanno fatto scalo in questi 3 porti. Oristano, dopo una entità di passeggeri crocieristi di 110.501 nel 2017, registra un valore nullo nel 2018.

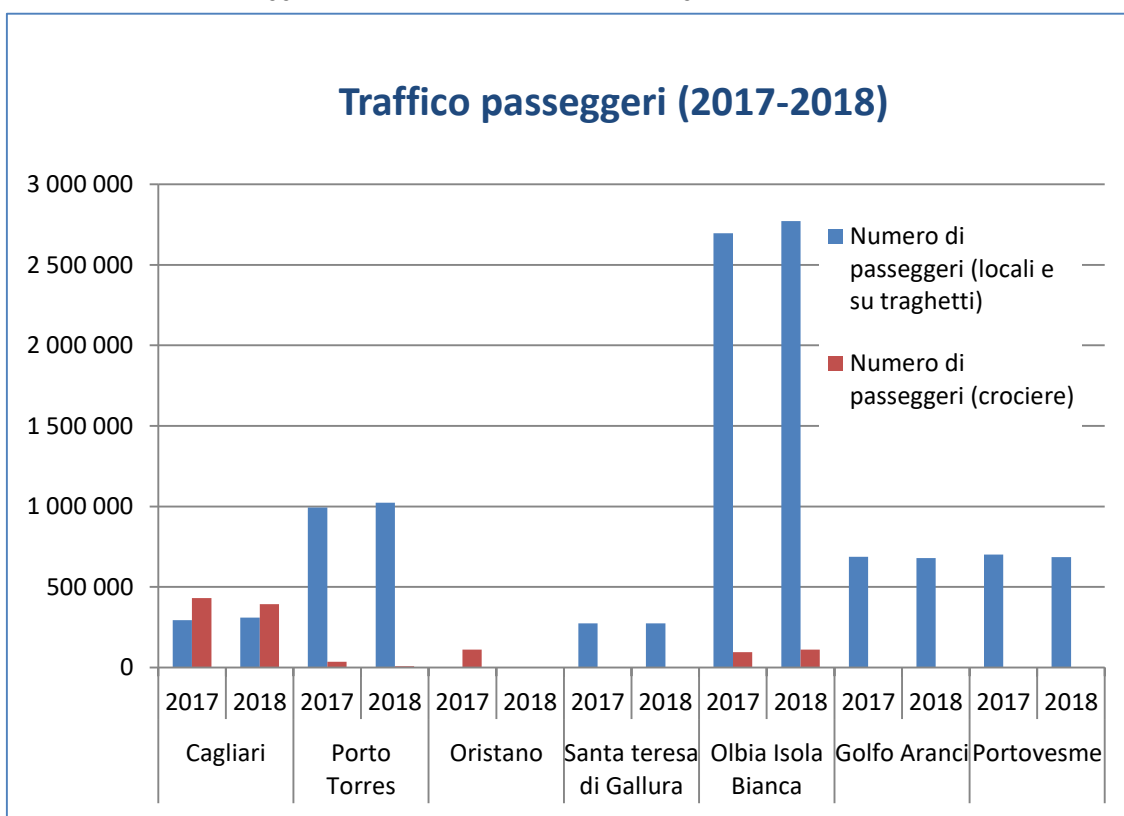


Figura 3.57 Traffico Passeggeri negli anni 2017 e 2018⁴⁹

3.2.2.2 *Il traffico crocieristico*

Il mercato crocieristico mondiale è caratterizzato da un costante aumento del traffico con conseguenti ricadute economiche su porti, sui sistemi economici e turistici locali e sulla cantieristica navale. Nel 2017 sono stati registrati 25 milioni e 800 mila passeggeri che hanno effettuato una crociera, più del doppio rispetto al valore raggiunto dieci anni prima.

⁴⁹ AdSP del Mare di Sardegna

Nel mercato delle crociere in Sardegna nel 2017 si sono registrati 260 scali complessivi e un totale di circa 565 mila passeggeri in transito. Nel 2018 si è verificato un calo dell'8,9 %, corrispondente a circa 50 mila passeggeri che però non minaccia il successo del settore crocieristico nell'isola vista la crescita del 70% negli ultimi anni.

Tabella 3.11 Dati traffico crocieristico Sardegna 2017/2018⁵⁰

Porto	Passeggeri Transitati 2017	Passeggeri Transitati 2018
Cagliari	430.534	394 306
Olbia	96.024	110 501
Porto Torres	35.901	8 467
Golfo Aranci	1.110	209
Oristano	600	0

Tabella 3.12 Dati toccate navi crociera Sardegna 2017⁵¹

Porto	Navi
Cagliari	164
Olbia	67
Porto Torres	27
Golfo Aranci	4
Oristano	1

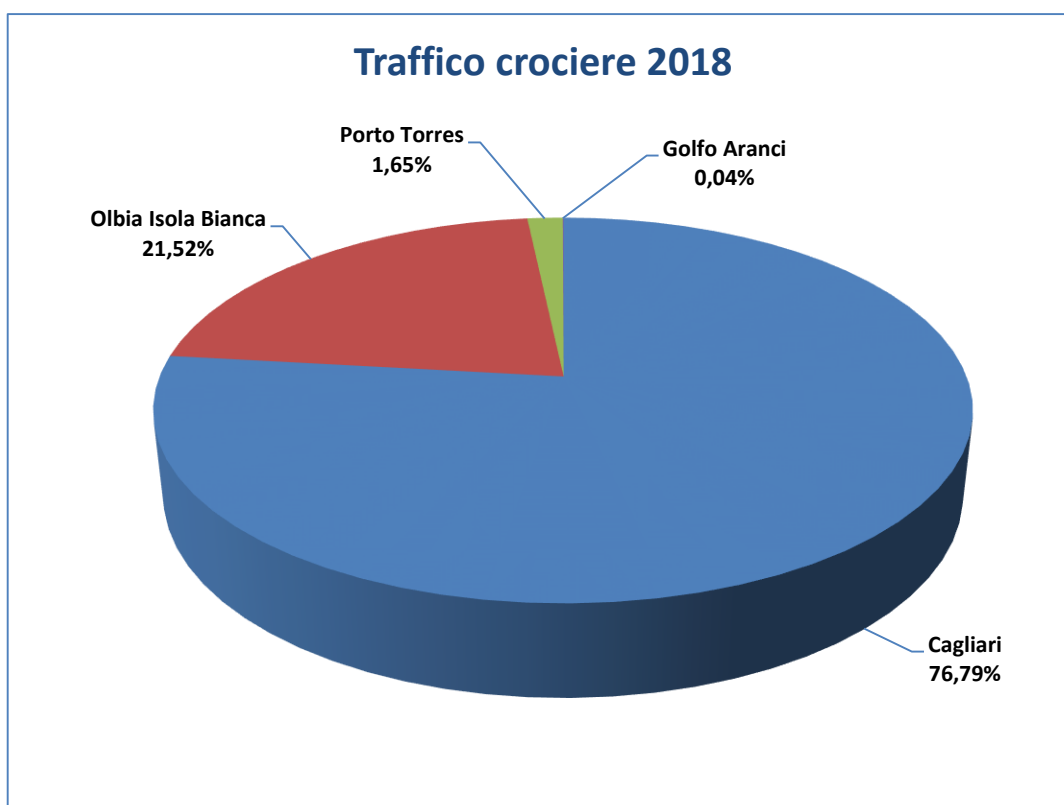


Figura 3.58 Percentuali di passeggeri crocieristi transitati nei porti in esame

⁵⁰ Piano Operativo Triennale 2018-2020_AdSP del Mar di Sardegna

⁵¹ Piano Operativo Triennale 2018-2020_AdSP del Mar di Sardegna

Il turismo crocieristico interessa tutti i mesi dell'anno per la parte meridionale dell'Isola, mentre per il nord si registrano attracchi nel periodo compreso tra marzo e novembre. Tuttavia, come si evince dalla Figura 3.59, nessuno dei porti sardi rientra nella classifica dei primi 20 porti del Mediterraneo per traffico crocieristico.

Porto	Traffico 2018		Variazione % sul 2017	
	Passeggeri movimentati	Toccate nave	Passeggeri movimentati	Toccate nave
Barcellona	3.041.963	830	12,16%	6,68%
Civitavecchia	2.441.737	760	10,97%	4,40%
Palma de Mallorca	2.041.782	594	22,97%	10,82%
Marsiglia	1.716.184	505	15,39%	13,74%
Venezia	1.560.579	502	9,30%	7,73%
Napoli	1.068.797	379	15,24%	12,80%
Genova	1.011.398	229	9,32%	8,02%
Pireo	961.632	524	-8,90%	-9,00%
Savona	848.487	194	-0,70%	3,74%
Livorno	786.136	354	12,50%	3,81%
Santorini	749.286	474	20,74%	16,75%
Corfù	735.832	413	8,26%	0,73%
Dubrovnik	732.431	438	-2,20%	-18,74%
La Valletta	711.018	322	-8,68%	-5,85%
Mykonos	702.256	484	0,42%	-3,39%
Palermo	577.934	172	25,85%	11,69%
Bari	572.906	213	44,10%	48,95%
Malaga	507.360	298	-0,52%	-0,33%
Kotor	492.475	411	-8,97%	-4,42%
Pyrgos-Katakolo	468.046	221	-17,46%	-18,45%
TOTALE 20 PORTI	21.728.239	8.317	8,91%	2,69%

Figura 3.59 Traffico nei primi 20 porti del Mediterraneo nel 2018⁵²

3.3 QUADRO CONOSCITIVO: STIMA DEI CONSUMI ENERGETICI PORTUALI RELATIVI ALL'ADSP DEL MAR DI SARDEGNA

3.3.1 Profili metodologici

Sotto il profilo metodologico, la corretta quantificazione dei consumi energetici all'interno degli spazi portuali di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna avrebbe richiesto la mappatura in via analitica mediante rilevazione diretta dei consumi energetici di tipo elettrico e termico riconducibili ad attività di vario tipo che hanno luogo in ambito demaniale. Sotto questo profilo, pertanto, sarebbe necessario procedere puntualmente a identificare i consumi riconducibili a:

- attività relative a tutti i terminalisti/concessionari operanti all'interno delle aree demaniali (o quanto meno dei più energivori), ex art. 18 della legge 84/94 e successive modificazioni;
- attività svolte da soggetti autorizzati allo svolgimento di operazioni portuali riconducibili all'art. 16 della legge 84/94 ovvero operazioni portuali e servizi portuali;
- attività a terra riconducibili alle marine e alla nautica da diporto;
- attività negli spazi comuni, solitamente di diretta competenza dell'AdSP.

Tenuto conto delle strettissime tempistiche concesse per l'espletamento delle suddette analisi (inferiori a un mese di tempo), il gruppo di lavoro, in virtù dell'esperienza pregressa nell'ambito di studi ed analisi analoghe condotte nell'ambito di taluni progetti di ricerca a livello internazionale (Progetti Interreg Marittimo IT-FR 1420 dedicati all'analisi dei consumi portuali), e in assenza di dati puntuali sufficientemente precisi circa le suddette tipologie di consumi energetici effettivi nei diversi porti in esame ha deciso di effettuare una prima stima, ragionevolmente precisa, dei consumi in oggetto procedendo come segue:

⁵² Fonte: Risposte Turismo (2019). Speciale Crociere. Dati forniti dai singoli porti.

- Per i consumi energetici connessi alle attività negli spazi comuni di diretta competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna è stato impiegato il metodo della rilevazione analitica diretta attraverso l'esame della documentazione predisposta dall'AdSP stessa e messa a disposizione dal Committente.
- Per i consumi riconducibili alle attività dei terminalisti/concessionari nonché quelli che originano dalle attività delle marine e da altre attività portuali a terra (ad esempio operazioni in banchine pubbliche) è stata impiegata una metodologia sintetica che poggia sul ricorso a indicatori dedicati (KPIs), sviluppati nell'ambito dei suddetti progetti di ricerca richiamati. Detti KPIs, come illustrato nel prosieguo, consentono, per ciascuna tipologia di attività terminalistica e portuale di tipo energivoro, di risalire ai consumi energetici di tipo elettrico e di tipo termico, impiegando specifici benchmark (valori stimati di riferimento o KPIs). Tali KPIs, in particolare, mettono in relazione i diversi consumi energetici con grandezze tecniche attinenti alle dimensioni di impianto o a volumi, flussi di traffico e throughput gestiti dalle facilities terminalistiche che insistono sulle aree portuali oggetto di studio.

Più in particolare, di seguito si descrive brevemente il metodo adottato per la stima dei consumi in termini di kWh delle zone portuali mediante l'introduzione di parametri chiave, definiti appunto KPI. Essi sono stati calcolati tenendo conto delle attività svolte nelle aree portuali in concessione, partendo dall'assunto che operazioni portuali simili determinino consumi energetici omogenei, o quanto meno comparabili tra di loro. Per garantire l'accuratezza della stima è necessario scegliere i KPI adatti alla categoria di appartenenza delle attività commerciali e alle destinazioni d'uso presenti in ciascun porto. A tal fine, quindi, è essenziale dividere i diversi terminalisti/concessionari/operatori in gruppi omogenei e procedere ad acquisire dati rilevanti in relazione alle aree gestite da ciascuno di essi e ai relativi flussi di merci e/o persone.

È appena il caso di evidenziare come, empiricamente, all'interno di una medesima categoria di terminalisti/concessionari, i consumi energetici possano dipendere anche da numerose altre variabili connesse per esempio al modello di business, alla tipologia ed entità delle dotazioni e alle attrezzature impiegate all'interno delle attività svolte, nonché alla specificità dei processi tecnologico-produttivi che li caratterizzano (si pensi in tal senso al livello di automazione o di digitalizzazione dei processi produttivi di cui a un singolo terminal portuale). Si tratta infatti di elementi atti a influire sull'efficienza tecnico-operativa delle attività e, dunque, sui relativi consumi energetici.

Alla luce di queste premesse, per le finalità del documento, i terminalisti/concessionari presenti all'interno dei nodi portuali di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna sono stati suddivisi e classificati nelle seguenti categorie omogenee per tipologia di attività:

- Container
- Rinfuse liquide (petrolio, derivati, etc.)
- Rinfuse solide (carbone, minerali ferrosi e non ferrosi, granaglie, etc.)
- Terminal passeggeri
- Terminal passeggeri e rotabili
- Cantieristica (costruzione e riparazioni navali)
- Marine (nautica da diporto)
- Altro (magazzini, logistica, etc.)

Per ciascuna delle suddette categorie, come di seguito specificato, si è proceduto a selezionare un determinato KPI capace di misurare e stimare i consumi energetici di tipo elettrico e termico. In particolare in relazione ai consumi elettrici i KPIs si riferiscono ai consumi in loco (non ai consumi primari, a monte della rete elettrica nazionale).

Il calcolo dei singoli KPI è avvenuto mediante l'esame dei consumi energetici effettivi di differenti terminalisti non ubicati all'interno dei porti di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna ma bensì localizzati all'interno di differenti porti della Liguria e della Toscana. Le attività di rilevazione diretta dei consumi energetici di tipo

elettrico e termico che hanno condotto al calcolo dei KPIs da usare per le stime impiegate all'interno di questo documento hanno riguardato un campione di oltre 40 terminalisti/concessionari portuali italiani, il che rende le misurazioni in oggetto sufficientemente attendibili, benché ovviamente perfezionabili.

A seguire si descrivono brevemente ciascuna delle categorie in oggetto, la metodologia di calcolo dei KPIs selezionati per le stime dei consumi e i valori benchmark di riferimento.

Nell'ambito dei terminal classificati come “**container**”, rientrano impianti fortemente specializzati da un punto di vista dei processi e delle sovrastrutture. Questo tipo di terminal movimentata container pressoché in via esclusiva, consentendo di distinguere e pesare in maniera adeguata le specificità di questa categoria di terminalisti, al fine di stimarne i relativi consumi energetici.

Per questi terminal i consumi energetici elettrici e termici sono stati stimati impiegando i KPIs riportati di seguito.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Container	Terminal altamente specializzato sia per la tipologia di equipment che per i processi produttivi. Una elevata dotazione di reefer plugs incrementa notevolmente il livello dei consumi elettrici.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	-	1,50	-	2,53

Per quanto attiene alle attività di stoccaggio di liquidi e solidi presenti nei diversi porti, invece, sono state create le categorie “Rinfuse liquide” e “Rinfuse solide”.

In particolare, i terminal “**Rinfuse liquide**” sono facilities contraddistinte da processi operativi di tipo continuo, che richiedono l'impiego di mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili soprattutto alle operazioni di carico e scarico da nave. I relativi consumi energetici elettrici e termici sono stati stimati impiegando i KPIs riportati di seguito

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Rinfuse solide	Terminal caratterizzato da processi operativi di tipo continuo con mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili soprattutto alle operazioni di carico e scarico da nave.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	-	1,87	-	2,44

La categoria “**Rinfuse solide**” include terminal caratterizzati da processi operativi anche in questo caso di tipo continuo, e che prevedono il ricorso a mezzi specializzati. I relativi consumi energetici sono riconducibili alle operazioni di carico e scarico da nave. Inoltre, per alcune tipologie merceologiche, risulta necessario il mantenimento a determinate temperature della commodity all'interno delle cisterne di stoccaggio a terra. Tale attività genera importanti consumi termici come è possibile evidenziare esaminando il KPI utilizzato a tale scopo.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Rinfuse liquide	Terminal caratterizzato da processi operativi di tipo continuo con mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili alle operazioni di carico e scarico da nave. Inoltre, per alcune tipologie merceologiche, risulta necessario il mantenimento a determinate temperature della commodity all'interno delle cisterne di stoccaggio a terra. Tale attività genera importanti consumi termici.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	-	3,09	-	4,21

La categoria “**Cantieristica**” include, invece, le attività di riparazione e costruzione navali. Le attività connesse alla cantieristica sono classificate a parte in ragione della tipicità dei consumi energetici ad esse riconducibili: come noto questo tipo di concessionario presenta infatti natura fortemente energivora. Tali attività includono operazioni assimilabili alle attività di tipo produttive e industriali, legate alla realizzazione di natanti (realizzazione di parti meccaniche, assemblaggio degli scafi ecc.).

Per questo tipo di concessionario, i consumi energetici elettrici e termici sono stati stimati impiegando i KPIs riportati di seguito.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Cantieristica	Attività industriale legata alla manutenzione e/o costruzione di imbarcazioni da diporto, megayatch, navi militari e passeggeri. I cantieri di costruzione necessitano di operazioni di stoccaggio e trasporto di ingenti quantità di lamiera e delle relative operazioni di lavorazione, fortemente energy-intensive. Pertanto ai fini della stima dei consumi, il calcolo delle tonnellate di lamiera utilizzate (sia in termini di input produttivi, sia in termini di stazza lorda delle navi realizzate) su base annua può costituire una buona proxy.	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	83,1	-	93,67	-

I consumi connessi agli spazi portuali adibiti a terminal “**passenger**” sono stati calcolati a parte, attraverso un KPI relativo alla superficie del terminal come meglio approfondito in seguito, dal momento che per questo tipo di attività i consumi energetici sono essenzialmente riconducibili: all’illuminazione interna ed esterna, alle pompe di calore (per il raffrescamento e il riscaldamento), al riscaldamento dell’acqua sanitaria e solo in minima parte alle attrezzature per l’handling di bagagli o altro. La tabella sottostante riporta i KPIs utilizzati per calcolare i consumi relativi a questo tipo di terminal.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Terminal passeggeri	Facility portuali adibite alla gestione del traffico crocieristico e di traghetti. Tali strutture possono comprendere anche aree di piazzale per la sosta temporanea di auto/camion in relazione alle operazioni di imbarco (ferry), sia facility coperte per le operazioni connesse ai servizi erogati ai passeggeri (crociere, in particolare).	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	17,78	-	6,94	-

Considerando le specificità del sistema portuale sardo ed in particolare la presenza di terminal non limitati al solo traffico passeggeri ma neppure specializzati nel solo traffico di rotabili, si è proceduto a identificare una categoria a se stante, denominata “**Terminal passeggeri e rotabili**”. La tabella sottostante riporta i KPIs utilizzati per calcolare i consumi relativi a questo tipo di terminal.

Terminal passeggeri e rotabili	Componente	Consumi elettrici				Consumi termici			
		KPIs	Descrizione	Peso sul KPI finale	Valore stimato del KPI	KPIs	Descrizione	Peso sul KPI finale	Valore stimato del KPI
Facility portuali adibite al traffico di ferry e talora anche di crociere, che presentano una componente importante di traffico merci a carica orizzontale (rotabili). Le strutture comprendono importanti spazi di piazzale adibiti alla sosta temporanea di auto e camion per le operazioni di imbarco (ferry e traghetti ro-ro merci).	Consumi energetici riconducibili ai flussi di passeggeri e di crocieristi	kWh/flux_p+c	kWh rapportato al totale di flussi di passeggeri e di crocieristi	33,34%	1,70	kWh/flux_p+c	kWh rapportato al totale di flussi di passeggeri e di crocieristi	33,34%	0,67
	Consumi energetici connessi alle attività di movimentazione merci	kWh/Ton_eqv	kWh rapportato alle tonnellate equivalenti di merci transitate per il terminal	33,33%	0,51	kWh/Ton_eqv	kWh rapportato alle tonnellate equivalenti di merci transitate per il terminal	33,33%	1,91
	Consumi energetici riconducibili agli spazi di aree in concessione	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh rapportato ai metri quadrati di spazi in concessione	33,33%	17,78	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh rapportato ai metri quadrati di spazi in concessione	33,33%	6,94

Per quanto concerne le “**marine**”, tenuto conto della specificità delle attività che caratterizzano tali aree si è deciso di impiegare un criterio connesso alle dimensioni complessive degli specchi acquei destinati alla sosta dei natanti e alle relative attività di supporto in quanto più idoneo a stimarne i relativi consumi. La tabella sottostante riporta i KPIs utilizzati per calcolare i consumi relativi a questo tipo di terminal.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Marine	Strutture per la sosta di imbarcazioni di diporto di varie dimensioni, che possono comprendere anche facility per l'erogazione di servizi di ristorazione e di tipo ludico-ricreativo. Al fine di stimare i consumi energetici relativi a tali strutture occorre conoscere lo sviluppo lineare dei fronti di accosto e/o il numero dei posti barca disponibili. Informazioni relative all'effettivo grado di sfruttamento delle banchine (valori medi mensili/trimestrali) possono accrescere ulteriormente la bontà della stima.	kWh/mq di spazi a terra	kWh/mq di spazi a terra	4,13	-	0,29	-

Infine, le rimanenti attività non classificabili nelle precedenti categorie sono state categorizzate come “**Altro**”: questo aggregato include, a titolo esemplificativo: magazzini destinati alla logistica, servizi ancillari, ecc. Di seguito sono riportati i relativi KPIs utilizzati per le finalità del presente documento.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs selezionati		KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)	Dimensione della facility (mq)	Throughput (tonnellate, pax)
Altro	Categoria residuale che racchiude attività disomogenea sotto il profilo della natura/consumi energetici (es. attività di logistica, di magazzino).	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	7,45	-	13,32	-

Di seguito vengono pertanto stimati i consumi energetici, elettrici e termici, relativi a ciascun porto procedendo come segue:

- dapprima si descrivono brevemente le specificità di ciascun porto al fine di comprendere il tipo di attività svolte all'interno di essi,
- in seguito si riportano le stime condotte in via sintetica in relazione ai consumi energetici delle principali categorie omogenee di terminalisti/concessionari mediante l'impiego dei KPIs pocanzi descritti;
- successivamente vengono riportati i consumi energetici di competenza diretta dell'AdSP del Mar di Sardegna, misurati in via analitica, impiegando la documentazione pervenuta dal Committente (detta documentazione viene indicata e riportata prima di procedere alla quantificazione dei relativi consumi).

3.3.2 **Stima dei consumi energetici del porto di Cagliari**

Con riferimento alle analisi relative al porto di Cagliari, in ragione di quanto indicato dal committente sono state esaminate tre distinte zone portuali:

- a. Porto commerciale di Cagliari (Porto Storico);
- b. Porto Canale,
- c. Porto Foxi (aree relative alle attività industriali di Sarroch).

3.3.2.1 **Porto commerciale di Cagliari**

Come indicato nella documentazione ufficiale predisposta dall'AdSP del Mar di Sardegna (Piano Operativo Triennale 2018-2020), il porto commerciale di Cagliari (o Porto Storico), è delimitato da due opere foranee esterne e da un'opera interna (rispettivamente la diga foranea di Ponente, la diga foranea di Levante e dal Molo Ichnusa) e risulta ripartito in tre bacini: il bacino di Levante, il Porto Interno ed il bacino di Ponente. Nel complesso il porto commerciale è caratterizzato da uno specchio d'acqua di 2.065.000 m² ed una superficie terrestre pari a 333.250 m².

Il bacino di Levante ha una destinazione d'uso, per la zona compresa tra la diga foranea di Levante e la pineta di Bonaria, a porto turistico. I moli Sant'Elmo e Bonaria sono attualmente utilizzati per attività nautiche delle società sportive aventi sede nelle aree a terra. La zona retrostante a Calata dei Mercenari è adibita ad attività volte al rimessaggio ed al ricovero delle barche da diporto.

Il molo Ichnusa, per quanto concerne il lato Levante, è impiegato esclusivamente per le esigenze di servizio della Marina Militare. In ragione delle specificità di questo tipo di attività si è deciso di non procedere alla stima dei relativi consumi in quanto le suddette attività presentano specificità tali da non rendere utilizzabili i KPIs sviluppati ai fini del presente documento.

Il Porto Interno comprende le opere portuali più antiche e coincide con la parte centrale del Porto Vecchio. La banchina Ichnusa, compresa in quest'area, è saltuariamente utilizzata per l'ormeggio di navi da crociera o di navi militari. Nelle aree del Porto Interno si collocano poi gli ormeggiatori, i rimorchiatori e le attività di supporto della nautica da diporto, nonché le attività turistico-ricettive.

Il bacino di Ponente abbraccia la zona commerciale del porto vecchio ed è impiegato per il traffico delle merci (traffico Ro-Ro) e dei passeggeri (con navi di linea o di transito sulle navi da crociera). La diga Foranea di Ponente, che delimita il bacino di Ponente, è impiegata per l'ormeggio di navi in disarmo e presenta alla radice un sistema di scali d'alaggio e strutture per la piccola cantieristica navale.

3.3.2.2 Porto Canale

Il Porto Canale presenta un design portuale di tipo tradizionale caratterizzato da un ampio avamposto delimitato da due moli foranei convergenti, di 2.020 metri ciascuno e specchi acquei pari complessivamente a 3.000.000 m². Il lato versante Nord-Est, è banchinato, e presenta una darsena per servizi, in successione seguono una banchina per navi Ro-Ro, con relativo dente d'attracco, ed il Terminal di transhipment di contenitori: tuttavia, ad oggi, il terminal container non risulta più operativo.

3.3.2.3 Porto Foxi

Porto Foxi presenta una caratterizzazione specifica per la movimentazione delle rinfuse liquide, oltre ad un piccolo riparo per i natanti di servizio.

3.3.2.4 Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Cagliari

Le due tabelle (Tabella 3.13, Tabella 3.14) sottostanti riportano le principali grandezze relative al porto di Cagliari e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 3.3.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.13: Aree in m² porto di Cagliari⁵³

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
440.552	427.576	56.500	33.190	54.748	92.924	41.964	136.720

Tabella 3.14: Traffici in tonnellate del porto di Cagliari⁵⁴

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO	
tonnellate	tonnellate	tonnellate	-	-	-	Numero crocieristi	Rotabili in tonnellate	Numero passeggeri
3.204.918	27.658.207	882.414	n.d.	n.d.	n.d.	394.697	4.176.929	311.018

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i seguenti consumi energetici:

Tabella 3.15: Consumi Energetici porto di Cagliari⁵⁵

CAGLIARI			
		ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	4.814.457,90
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	85.586.633,96
Rinfuse solide		[kWh/anno]	1.650.218,91
Cantieristica		[kWh/anno]	2.758.007,47
ALTRO		[kWh/anno]	407.669,91
MARINE		[kWh/anno]	383.423,01
TERMINAL PASSEGGERI		[kWh/anno]	2.430.711,95
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	176.623,94
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	706.605,95
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	810.156,29
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	99.724.509,29
			134.602.539,71

⁵³ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁵⁴ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁵⁵ Fonte: Ns. elaborazione

3.3.2.5 Consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP nel porto di Cagliari

Con riferimento ai consumi elettrici d'illuminazione, grazie alla documentazione resa disponibile dall'AdSP del Mar di Sardegna, come precedentemente illustrato, è stato possibile quantificare i consumi effettivi in via analitica. In particolare, a questo scopo, in relazione al porto di Cagliari sono stati esaminati i dati e le informazioni rese disponibili mediante la consultazione dei seguenti documenti:

- Progetto generale della "luce" del porto Canale di Cagliari.
- Progetto generale della "luce" del porto Storico di Cagliari.

L'analisi della documentazione in oggetto ha condotto alla predisposizione delle seguenti tabelle di sintesi (Tabella 3.16, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e Tabella 3.18) che riportano i consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP in relazione al porto di Cagliari, in ipotesi "ante-interventi".

Tabella 3.16: Rilevazioni consumi attuali Porto Canale⁵⁶

Dati complessivi	
a) numero complessivo apparecchi illuminanti	475
b) numero complessivo lampade	983
c) numero complessivo sostegni	229
d) numero complessivo quadri elettrici	11
e) potenza complessiva installata (lampade)	289,36 kW
f) potenza complessiva assorbita (lampade + gruppi di alimentazione)	440,66 kW
g) flusso luminoso complessivo installato	47.464,42 klm
h) potenza media installata	448,28 W
i) ipotesi di tempo accensione	4400 ore
l) consumo annuo stimato	1.938,9 MWh/anno

Tabella 3.17 Rilevazioni consumi attuali Porto Commerciale⁵⁷

Dati	complessivi
a) numero complessivo apparecchi illuminanti	942
b) numero complessivo lampade	949
c) numero complessivo sostegni	685
d) numero complessivo quadri elettrici	13
e) potenza complessiva installata (lampade)	229,25 kW
f) potenza complessiva assorbita (lampade + gruppi di alimentazione)	253,96 kW
g) flusso luminoso complessivo installato	27.195,54 klm
h) potenza media installata	267,61 W
i) ipotesi di tempo accensione	4.400 ore
l) consumo annuo stimato	1.008,7 MWh/anno

Tabella 3.18 Dati riepilogativi lampade, flussi luminosi e potenze installate porto di Cagliari - Porto Commerciale⁵⁸

tipo di lampada	quantità totali	potenza lampada W			flusso luminoso nominale LM	efficienza luminosa sistema	flusso luminoso totale klm	potenza totali kW			potenza media lampad
		lampada	reattore	totale				lampada	reattore	totale	
A	46,00	35,00	5,00	40,00	2.765,00	79,00	127,19	1,61	0,23	1,84	
A	3,00	50,00	8,00	58,00	900,00	18,00	2,70	0,15	0,02	0,17	
F	3,00	11,00	4,00	15,00	902,00	82,00	2,71	0,03	0,01	0,05	
F	40,00	23,00	7,00	30,00	1.610,00	70,00	64,40	0,92	0,28	1,20	
F	8,00	36,00	7,00	43,00	3.096,00	86,00	24,77	0,29	0,06	0,34	
HQIE	50,00	70,00	12,00	82,00	5.180,00	74,00	259,00	3,50	0,60	4,10	
HQIE	4,00	150,00	25,00	175,00	12.900,00	86,00	51,60	0,60	0,10	0,70	
HQIE	12,00	150,00	20,00	170,00	12.000,00	80,00	144,00	1,80	0,24	2,04	
J	59,00	35,00	20,00	55,00	3.500,00	100,00	206,50	2,07	1,18	3,25	
J	2,00	150,00	20,00	170,00	10.950,00	73,00	21,90	0,30	0,04	0,34	
NDL	9,00	75,00	13,00	88,00	6.225,00	83,00	56,03	0,68	0,12	0,79	
HIT-CE	4,00	35,00	0,00	35,00	3.150,00	90,00	12,60	0,14	0,00	0,14	
HIT-CE	11,00	150,00	0,00	150,00	13.950,00	93,00	153,45	1,65	0,00	1,65	
LED	169,00	2,00	0,00	2,00	84,00	42,00	14,20	0,34	0,00	0,34	
SDW-DL	81,00	35,00	6,00	41,00	1.400,00	40,00	113,40	2,84	0,49	3,32	
SDW-T	67,00	150,00	25,00	175,00	7.800,00	52,00	522,60	10,05	1,68	11,73	
SON	20,00	70,00	13,00	83,00	5.600,00	80,00	112,00	1,40	0,26	1,66	
SON	46,00	150,00	26,00	176,00	13.950,00	93,00	641,70	6,90	1,20	8,10	
SON	8,00	400,00	50,00	450,00	48.000,00	122,00	390,40	3,20	0,40	3,60	
SON	30,00	1.000,00	75,00	1.075,00	130.000,00	130,00	3.900,00	30,00	2,25	32,25	
SON T	169,00	400,00	50,00	450,00	49.200,00	123,00	8.314,80	67,60	8,45	76,05	
SON T	92,00	1.000,00	75,00	1.075,00	130.000,00	130,00	11.960,00	92,00	6,90	98,90	
WDL-T	16,00	75,00	13,00	88,00	6.225,00	83,00	99,60	1,20	0,21	1,41	
	949,00						27.195,54	229,25		253,96	267,61

⁵⁶ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁵⁷ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁵⁸ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

3.3.3 **Stima dei consumi energetici del porto di Oristano**

Il porto di Oristano si articola in oltre 20 ettari di piazzali attrezzati e si estende per circa 1.600 metri di banchina. La profondità dei fondali e le dotazioni delle banchine rendono possibile l'attracco di navi porta rinfuse di grande dimensione ed in prospettiva anche delle navi da crociere.

Tale porto, negli ultimi anni, si è specializzato nella movimentazione di merci alla rinfusa, mostrandosi in grado di far fronte alle esigenze degli insediamenti produttivi industriali.

3.3.3.1 **Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Oristano**

Le due tabelle sottostanti (Tabella 3.19 e Tabella 3.20) riportano le principali grandezze relative al porto di Oristano e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 2.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.19: Aree in m² porto di Oristano⁵⁹

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
0	6.795	17.544	17.394	7.836	0	0	0

Tabella 3.20: Traffici in tonnellate del porto di Oristano⁶⁰

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO	
tonnellate	tonnellate	tonnellate	-	-	-	Numero crocieristi	Rotabili in tonnellate	Numero passeggeri
n.d.	312.001	1.255.242	n.d.	n.d.	n.d.	88	4.112	n.d.

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i consumi energetici riportati nella Tabella 3.21.

Tabella 3.21: Consumi Energetici porto di Oristano⁶¹

ORISTANO				
			ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	965.468,06	1.314.016,78
Rinfuse solide		[kWh/anno]	2.347.451,52	3.062.259,74
Cantieristica		[kWh/anno]	1.445.391,57	1.629.266,15
ALTRO		[kWh/anno]	19.211,45	34.365,60
MARINE		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINALPASSEGGERI		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	0,00	0,00
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	695,62	2.619,65
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	0,00	0,00
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	4.778.218,22	6.042.527,93

⁵⁹ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁶⁰ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁶¹ Fonte: Ns. elaborazione

3.3.3.2 Consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP nel porto di Oristano

Con riferimento ai consumi elettrici d'illuminazione, grazie alla documentazione resa disponibile dall'AdSP del Mar di Sardegna, come precedentemente illustrato, è stato possibile quantificare i consumi effettivi in via analitica. In particolare, a questo scopo, in relazione al porto di Oristano sono stati esaminati i dati e le informazioni rese disponibili mediante la consultazione del seguente documento:

- Progetto generale della "luce" del porto di Oristano.

L'analisi della documentazione in oggetto ha condotto alla predisposizione della seguente tabella di sintesi che riporta i consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP in relazione al porto di Oristano, in ipotesi "ante-interventi", identificando rispettivamente i consumi attuali (Tabella 3.22) e i dati di riepilogo di lampade, flussi luminosi e potenze installate nel porto di Oristano (Tabella 3.23).

Tabella 3.22: Rilevazione consumi attuali Porto di Oristano⁶²

	Dati complessivi
a) numero complessivo apparecchi illuminanti	224,00
b) numero complessivo lampade	224,00
c) numero complessivo sostegni	87,00
d) numero complessivo quadri elettrici	3,00
e) potenza complessiva installata (lampade)	50,57 kW
f) potenza complessiva assorbita (lampade + gruppi di alimentazione)	50,57 kW
g) flusso luminoso complessivo installato	3.954,58 klm
h) potenza media installata	225,75 W
i) ipotesi di tempo accensione	4400 ore
l) consumo annuo stimato	222,5 MWh/anno

Tabella 3.23: Dati riepilogativi lampade, flussi luminosi e potenze installate Porto di Oristano⁶³

tipo di lampada	quantità totali	potenza lampada W			flusso luminoso nominale LM	efficienza luminosa sistema lm/W	flusso luminoso totale klm	potenza totali kW			potenza media lampada W
		lampada	reattore	totale				lampada	reattore	totale	
LED 36W	63,00	36,00	0,00	36,00	2460,00	68,33	154,98	2,27	0,00	2,27	225,75
LED 300W	161,00	300,00	0,00	300,00	23600,00	78,67	3799,60	48,30	0,00	48,30	
TOTALE	224,00						3954,58	50,57		50,57	

3.3.4 Stima dei consumi energetici del porto di Portovesme

Il sistema portuale di Portovesme, situato in un'insenatura naturale lungo la costa Sud occidentale sarda ed in prossimità del complesso industriale di Portoscuso, non presenta attrezzature adibite alle imbarcazioni da diporto, sono invece presenti alcuni pontili per l'handling di varie tipologie di merci. Le attività di questo porto riguardano sia il traffico Ro-Pax che la movimentazione di rinfuse.

3.3.4.1 Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Portovesme

La tabella sottostante riporta le principali grandezze relative al porto di Portovesme e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 2.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.24: Aree porto di Portovesme⁶⁴

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
0	2.236	20.900	11.867	1.200	0	0	5.300

⁶²Fonte: Ns. elaborazione

⁶³Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁶⁴Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Tabella 3.25: Traffici del porto di Portovesme⁶⁵

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO	
tonnellate	tonnellate	tonnellate	-	-	-	Numero crocieristi	Rotabili in tonnellate	Numero passeggeri
n.d.	131.350	833.308	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	686.051

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i consumi energetici riportati nella tabella 3.26.

Tabella 3.26: Consumi Energetici porto di Portovesme⁶⁶

PORTOVESME				
			ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	406.454,56	553.190,87
Rinfuse solide		[kWh/anno]	1.558.384,86	2.032.919,18
Cantieristica		[kWh/anno]	986.113,71	1.111.561,54
ALTRO		[kWh/anno]	8.935,56	15.984,00
MARINE		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINAL PASSEGGERI		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	389.601,35	152.105,99
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	0,00	0,00
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	31.406,00	12.261,36
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	3.380.896,03	3.878.022,94

3.3.4.2 Consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP nel porto di Portovesme

Con riferimento ai consumi elettrici d'illuminazione, grazie alla documentazione resa disponibile dall'AdSP del Mar di Sardegna, come precedentemente illustrato, è stato possibile quantificare i consumi effettivi in via analitica. In particolare, a questo scopo, in relazione al porto di Portovesme sono stati esaminati i dati e le informazioni rese disponibili mediante la consultazione del seguente documento:

- Documento di fattibilità delle alternative progettuali.

L'analisi della documentazione in oggetto ha condotto alla predisposizione della seguente Tabella 3.27 di sintesi, ove vengono indicati i consumi elettrici d'illuminazione riconducibili all'AdSP in relazione al porto di Portovesme, in ipotesi "ante-interventi"

Tabella 3.27: Rilevazioni consumi attuali Porto di Portovesme⁶⁷

⁶⁵Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁶⁶ Fonte: Ns. elaborazione

⁶⁷Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Descrizione impianto di illuminazione attuale	TF1	TF2	TF3	TF6	TF7	TF8	TF4	TF5	PL1 e PL2	PL3-PL17
Potenza proiettori ad ioduri metallici	1000 W	1000 W	1000 W	400 W	1000 W	1000 W	400 W	400 W	100 W	100 W
Efficienza luminosa	85 lm/W	85 lm/W	85 lm/W	80 lm/W	85 lm/W	85 lm/W	80 lm/W	80 lm/W	84 lm/W	84 lm/W
Ipotesi di tempo accensione	4400									
Consumo annuo previsto	164.463 kWh									

3.3.5 **Stima dei consumi energetici del porto di Olbia**

Il porto di Olbia, oltre a rappresentare uno dei più importanti scali passeggeri del Mediterraneo (4.000.000 di presenze ogni anno), è anche un importante scalo commerciale con oltre 5 milioni di tonnellate di merci movimentate nel 2017. La realtà portuale è suddivisa in tre aree: Isola Bianca, Porto Interno e Porto Cocciani.

Il Pontile Isola Bianca presenta otto banchine per le navi Ro-Pax e tre per le navi da crociera. Gli spazi a terra si articolano in 107.894 m² ed all'interno dell'area portuale è situata la stazione marittima, progettata per accogliere fino a 17.000 passeggeri al giorno. Inoltre, in queste aree vengono svolte anche attività relative a rotabili.

Il Porto Interno, situato a Sud della radice del Pontile dell'Isola bianca, è costituito dal Molo Benedetto Brin, dal Molo Vecchio, dal Dente Bosazza, dalla Banchina di via Genova e dal Porto Romano, l'attività prevalente di tali zone consiste nell'attività di diporto e saltuariamente alla sosta di piccole imbarcazioni.

Il Porto Cocciani, situato a nord di Olbia, comprende il Polo Industriale: presso le banchine vengono svolte attività di handling di varie tipologie di merci. Lo scalo è adibito a navi da carico tradizionale ed a traghetti Ro-Ro destinati al trasporto di semirimorchi e veicoli commerciali.

3.3.5.1 **Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Olbia**

La tabella sottostante riporta le principali grandezze relative al porto di Olbia e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 3.3.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.28: Aree porto di Olbia⁶⁸

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
0	0	0	105.114	58.700	122.528	18.691	68.491

Tabella 3.29: Traffici del porto di Olbia⁶⁹

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
tonnellate	tonnellate	tonnellate	-	-	-	Numero crocieristi	Rotabili in tonnellate / Numero passeggeri
n.d.	n.d.	559.085	n.d.	n.d.	n.d.	110.501	4.946.099 / 2.771.131

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i consumi energetici sinteticamente indicati Tabella 3.30.

⁶⁸Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁶⁹Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Tabella 3.30: Consumi Energetici porto di Olbia⁷⁰

OLBIA			ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse solide		[kWh/anno]	1.045.555,30	1.363.931,01
Cantieristica		[kWh/anno]	8.734.668,97	9.845.844,38
ALTRO		[kWh/anno]	437.097,68	781.884,00
MARINE		[kWh/anno]	505.575,24	35.136,88
TERMINALPASSEGGERI		[kWh/anno]	332.302,79	129.735,81
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	1.573.696,97	614.394,02
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	836.725,50	3.151.034,89
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	405.854,41	158.451,42
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	13.871.476,85	16.080.412,40

3.3.6 *Stima dei consumi energetici del porto di Golfo Aranci*

Il porto di Golfo Aranci si articola in due ambiti: il porto commerciale ed il porto pescherecci. Lo scalo nasce quale terminale marittimo a servizio dello scalo ferroviario ubicato in prossimità dello stesso per il trasporto dei passeggeri e delle merci. Il porto è dotato di banchine presso le quali possono attraccare navi di grosso tonnellaggio e dispone inoltre di moli che permettono l'attracco di imbarcazioni da diporto e di pescherecci.

3.3.6.1 *Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Golfo Aranci*

La tabella sottostante riporta le principali grandezze relative al porto di Golfo Aranci e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 3.3.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.31: Aree porto di Golfo Aranci⁷¹

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
0	0	0	177	1.200	0	0	15.313

Tabella 3.32: Traffici del porto di Golfo Aranci⁷²

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO	
<i>tonnellate</i>	<i>tonnellate</i>	<i>tonnellate</i>	-	-	-	<i>Numero crocieristi</i>	<i>Rotabili in tonnellate</i>	<i>Numero passeggeri</i>
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	209	125.330	679.505

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i consumi energetici elettrici e termici riportati nella

Tabella 3.33.

⁷⁰ Fonte: Ns. elaborazione

⁷¹ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁷² Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Tabella 3.33: Consumi Energetici porto di Golfo Aranci⁷³

GOLFO ARANCI			ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse solide		[kWh/anno]	0,00	0,00
Cantieristica		[kWh/anno]	14.708,19	16.579,29
ALTRO		[kWh/anno]	8.935,56	15.984,00
MARINE		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINALPASSEGGERI		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	385.883,94	150.654,66
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	21.201,92	79.844,58
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	90.739,64	35.426,06
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	521.469,25	298.488,60

3.3.7 *Stima dei consumi energetici del porto di Santa Teresa di Gallura*

Il porto di Santa Teresa di Gallura, situato all'interno di una stretta insenatura, è costituito da due denti di attracco e da alcune banchine, su cui insistono circa 700 posti barca. Tra gli ambiti di competenza dell'AdSP rientrano la c.d. "banchina commerciale" e non le aree adibite ad attività diportistiche.

I posti per l'ormeggio sono ripartiti su due banchine: la banchina di Ponente e la banchina Commerciale, la prima è utilizzata da pescherecci e da piccole navi mercantili; la seconda, invece, è utilizzata per l'attracco dei traghetti di linea e per le navi Ro-Ro e si articola su una superficie complessiva di circa 308 m².

3.3.7.1 *Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Santa Teresa di Gallura*

La tabella sottostante riporta le principali grandezze relative al porto di Santa Teresa di Gallura e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 3.3.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.34: Aree porto di Santa Teresa di Gallura⁷⁴

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
0	0	0	0		0	0	4.000

Tabella 3.35: Traffici del porto di Santa Teresa di Gallura⁷⁵

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO	
<i>tonnellate</i>	<i>tonnellate</i>	<i>tonnellate</i>	-	-	-	<i>Numero crocieristi</i>	<i>Rotabili in tonnellate</i>	<i>Numero passeggeri</i>
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	274.177

⁷³ Fonte: Ns. elaborazione

⁷⁴ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁷⁵ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i consumi elettrici e termici indicati nella Tabella 3.36.

Tabella 3.36: Consumi Energetici porto di Santa Teresa di Gallura⁷⁶

SANTA TERESA DI GALLURA			ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse solide		[kWh/anno]	0,00	0,00
Cantieristica		[kWh/anno]	0,00	0,00
ALTRO		[kWh/anno]	0,00	0,00
MARINE		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINALPASSEGGERI		[kWh/anno]	0,00	0,00
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	155.702,32	60.788,43
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	0,00	0,00
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	23.702,64	9.253,85
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	179.404,96	70.042,29

3.3.8 *Stima dei consumi energetici del porto di Porto Torres*

Il sistema portuale di Porto Torres è distinto in Porto Civico e Porto Industriale. Il Porto Civico, recentemente ristrutturato, comprende il molo di Ponente che presenta tre accosti Ro-Ro, la banchina della Teleferica con un accosto Ro-Ro, la banchina Segni/Dogana destinata alle navi da crociera e la Banchina degli alti fondali che presenta un accosto Ro-Ro. All'interno dell'area portuale del Porto Civico, nella Darsena della Capitaneria, è localizzato il porto turistico caratterizzato dalla presenza di circa 400 posti barca.

Il Porto industriale è invece formato da diversi denti d'attracco ed è suddiviso a sua volta in due parti: la prima, denominata Ex ASI, è adibita al traffico di traghetti (fino a quattro traghetti), di container e di rinfuse solide. La parte non accessibile invece è destinata a rinfuse liquide e secche quali petrolio, gas, prodotti chimici e carbone. Il pontile ex SIR ed ex Enichem (denominati Polimeri Europa) sono destinati al traffico industriali, il primo di rinfuse liquide (con cinque accosti), il secondo di rinfuse secche che però risulta non essere inutilizzato da anni. La banchina che si appoggia alla diga foranea invece ospita il terminal ex Enel ed è destinata a ricevere navi che trasportano combustibile per la centrale elettrica.

3.3.8.1 *Stima dei consumi energetici riconducibili ai terminalisti/concessionari del porto di Porto Torres*

La tabella sottostante riporta le principali grandezze relative al porto di Porto Torres e ai principali terminalisti/concessionari, che sono state impiegate al fine di stimare in via sintetica, mediante i KPIs illustrati nella sezione 3.3.1, i consumi energetici elettrici e termici di cui ai terminalisti/concessionari medesimi.

Tabella 3.37: Aree porto di Porto Torres⁷⁷

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
0	79.175	40.950	27.413		10.362	5.130	104.328

⁷⁶ Fonte: Ns. elaborazione

⁷⁷ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Tabella 3.38: Traffici del porto di Porto Torres⁷⁸
Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINAL PASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO
tonnellate	tonnellate	tonnellate	-	-	-	Numero crocieristi	Rotabili in tonnellate / Numero passeggeri
n.d.	481.078	1.577.399	n.d.	n.d.	n.d.	8.467	1.466.312 / 1.023.080

Applicando i KPIs proposti alle grandezze sopra richiamate sono stati stimati i consumi energetici (elettrici e termici) indicati nella Tabella 3.39.

Tabella 3.39: Consumi Energetici porto di Porto Torres⁷⁹

PORTO TORRES			ELETTRICA	TERMICA
Container		[kWh/anno]	0,00	0,00
Rinfuse Liquide		[kWh/anno]	1.488.666,52	2.026.097,88
Rinfuse solide		[kWh/anno]	2.949.923,34	3.848.186,61
Cantieristica		[kWh/anno]	2.277.970,86	2.567.761,49
ALTRO		[kWh/anno]	0,00	0,00
MARINE		[kWh/anno]	42.755,68	2.971,47
TERMINALPASSEGGERI		[kWh/anno]	91.205,03	35.607,76
TERMINAL PAX E RO-RO	<i>Passeggeri</i>	[kWh/anno]	580.996,67	226.829,49
	<i>Multipurpose</i>	[kWh/anno]	248.054,20	934.150,38
	<i>Spazi</i>	[kWh/anno]	618.212,30	241.359,01
CONSUMI ENERGETICI		[kWh/anno - energia]	8.297.784,61	9.882.964,08

3.3.9 Considerazioni riassuntive

L'analisi comparata delle tabelle dei consumi energetici (cfr Tabella 3.40) dei porti della AdSP di cui ai punti precedenti pone in risalto la concentrazione degli stessi prevalentemente nei due porti di Cagliari ed Olbia con a seguire valori non trascurabili di consumo per Porto Torres e Oristano.

Se tuttavia si escludono la concentrazione dei consumi nel polo petrolchimico di Porto Foxi e dei container del Porto Canale entrambi a Cagliari, gli assorbimenti del porto storico di Cagliari, quelli di Olbia e Porto Torres e in ultimo di Oristano sono assimilabili per entità di energia consumata, sia essa elettrica che termica.

Inoltre si può osservare come nei tre porti principali di Cagliari, Olbia e Porto Torres i consumi siano ripartiti fra porti o comparti ben distinti in termini territoriali e con vincoli morfologici, fisici e logistici molto differenti (nel caso di Cagliari anche da distanze ragguardevoli), determinando potenziali assetti energetici che potranno o dovranno essere supportati attraverso l'impiego di differente tecnologia da fonti rinnovabili e non.

Tabella 3.40: Tabella riassuntiva dei consumi termici ed elettrici dei porti dell'AdSP del mare di Sardegna

		Cagliari	Porto Torres	Olbia	Golfo Aranci	Oristano	S.T. Gallura	Portovesme	Totale
container	E	4814							4814
	T	8105							8105
Rinfuse liquide	E	85587	1488			965		406	88446
	T	11485	2026			1314		553	15378

⁷⁸ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁷⁹ Fonte: Ns. elaborazione

Rinfuse solide	E	1650	2949	1046		2347		1558	9550
	T	2152	3848	1364		3062		2033	12459
Cantieristica	E	2758	2277	8735	15	1445		986	16216
	T	3109	2567	9846	17	1629		1112	18280
Altro	E	408		437	9	19		9	882
	T	729		782	16	34		16	1577
Marine	E	383	43	506					932
	T	27	2,9	35					64,9
Terminal Pax	E	2431	91	332				421	3275
	T	949	35	130				167	1281
Miste Ro-Ro Pax	E	1694	1447	2817	498	0,7	180		6636,7
	T	3046	1401	3923	266	2,6	70		8708,6
Totale	E	99725	8295	13873	522	4776,7	180	3380	130751,7
	T	29602	9879,9	16080	299	6041,6	70	3881	65853,5
E= elettrico, T= Termico									
Valori espressi in migliaia di Kwh									

3.3.10 Considerazioni conclusive

Sulla base dei risultati ottenuti attraverso l'utilizzo di Key Performance Indicators, è stato possibile fornire una stima inerente ai consumi energetici, di energia di natura elettrica e termica, dei diversi porti presi in esame.

La suddivisione in categorie omogenee, riportate nel paragrafo 3.3.1 "profili metodologici", ha permesso infatti di calcolare i consumi energetici associati a ciascuna categoria, associando il corrispettivo KPI elettrico e termico ad esse.

I valori riassuntivi dell'analisi, riportati nella Tabella 3.40, forniscono dei valori di consumo indicativi, pertanto si ritiene necessaria un'indagine puntuale di ciascun terminalista, richiedendo i consumi effettivi dei concessionari, al fine di ottenere dati energetici mirati e concreti.

In generale, dall'analisi emerge come i valori di consumo siano proporzionali al tipo di attività, alla dimensione fisica e produttiva del porto stesso, in termini di metri quadri di superficie e di tonnellate di merce considerate. Prendendo come esempio il porto di Cagliari, nello specifico il porto Foxi nel comune di Sarroch, in esso risulta presente la realtà produttiva dell'azienda Saras, la quale si occupa del pompaggio per il carico e lo scarico di rinfuse liquide, di stoccaggio ed infine della raffinazione di tali rinfuse. L'attività di carico, scarico e trasporto attraverso l'impianto è riconducibile al consumo di energia elettrica; per quanto concerne invece l'energia termica tale valore è da imputare al riscaldamento dei silos a temperatura controllata, in cui vengono fatte stazionare tali rinfuse, attività fortemente energivora. Per quanto riguarda l'attività di raffinazione, non è stato possibile stimarne il consumo proprio attraverso i KPIs utilizzati, in quanto non sono presenti indicatori di consumo associati a tale tipologia di attività.

Risulta utile utilizzare questa metodologia empirica laddove non si disponga di dati di consumo forniti direttamente dagli operatori, come in questo caso, ma si hanno i dati in input per la stima, ossia tonnellate movimentate e metri quadri associabili alle aree in concessione di ciascun terminalista. Appare tuttavia necessario evidenziare come i consumi risultino fortemente dipendenti anche da variabili organizzative e gestionali, non considerate nel presente studio, quali ad esempio:

- efficienza delle macchine e degli impianti a disposizione dei concessionari;
- strategie di consumo attuate direttamente dai concessionari.
-

Tabella 3.41 Consumi energetici totali stimati per i diversi porti⁸⁰

	CONSUMI ENERGETICI	
	ELETTRICA	TERMICA
	<i>[kWh/anno - energia]</i>	
Cagliari	99.724.509,29	134.602.539,71
Oristano	4.778.218,22	6.042.527,93
Portovesme	3.380.896,03	3.878.022,94
Olbia	13.871.476,85	16.080.412,40
Golgo Aranci	521.469,25	298.488,60
Santa Teresa di Gallura	179.404,96	70.042,29
Porto Torres	8.297.784,61	9.882.964,08

Inoltre, si ritiene necessaria una maggiore conoscenza delle fonti energetiche effettivamente utilizzate all'interno dell'attività, in modo tale da procedere con il calcolo delle tonnellate equivalenti di emissioni prodotte. Sulla base della conoscenza di tali dati sarebbe inoltre opportuno verificare gli andamenti mensili di consumo, in modo da determinare i trend energetici "stagionali" e quindi stabilire dei possibili interventi per la riduzione delle emissioni e l'aumento dell'efficienza a parità di attività svolta.

⁸⁰ Fonte: Ns. elaborazione

4 L'ANALISI DEGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE DEGLI INTERVENTI IN ATTO IN TERMINI DI CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI E DI RISPARMIO ENERGETICO

4.1 LE AZIONI PREVISTE DEL PEARS⁸¹

Il Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (2015- 2030) adottato a gennaio 2015 costituisce uno strumento di pianificazione in linea con le proposte dell'Unione Europea per raggiungere l'obiettivo della riduzione delle emissioni associate ai consumi del 50% entro il 2030. Il PEARS è un documento che *“regola lo sviluppo del sistema energetico regionale con il compito di individuare le scelte fondamentali in campo energetico sulla base delle direttive e delle linee di indirizzo definite dalla programmazione comunitaria, nazionale e regionale”*. In questo paragrafo vengono esaminate le azioni attuative del Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna nell'ambito dei trasporti marittimi che hanno lo scopo di individuare le strategie da adottare nel periodo 2016-2020 e quantificare gli obiettivi da perseguire entro il 2020, al fine di avviare il percorso di avvicinamento agli obiettivi generali posti per il 2030:

“Le azioni individuate hanno lo scopo di promuovere l'utilizzo di vettori energetici a basso impatto ambientale nei collegamenti marittimi regionali e nazionali con particolare attenzione alle aree marittime protette e lo sviluppo di azioni di elettrificazione delle banchine per consentire alle navi predisposte l'alimentazione elettrica terrestre e la riduzione delle emissioni prodotte per la generazione elettrica navale.

Identificazione HUB GNL per l'introduzione del Gas Naturale nel trasporto marittimo merci passeggeri.

Nel quadro delle Strategie europee e nazionale sul GNL e in coerenza con la direttiva 94/2014/CE la Regione promuove la realizzazione di un HUB GNL per il bunker dei mezzi marittimi che operano su rotte nazionali da e per la Sardegna per il trasporto di persone e merci con l'obiettivo di soddisfare i consumi totali associati a tale settore per una quota compresa tra il 30% e il 50% al 2030 mediante il ricorso al gas naturale liquefatto. L'obiettivo è perseguito in sinergia con il Governo Nazionale e di Ministeri competenti.

A tale riguardo la Regione Sardegna individua entro il 31.12.2016 uno o più siti idonei all'ubicazione dell'Hub e pone in essere, in coordinamento con le strutture governative competenti, le azioni di carattere pianificatorio e regolamentare per l'entrata a regime dell'infrastruttura entro la fine del 2020.

Sensibilizzazione delle compagnie marittime alle normative per l'utilizzo di combustibili a basse emissioni.

La Regione Autonoma della Sardegna istituisce di concerto con il Governo Nazionale un tavolo permanente con le compagnie marittime per l'informazione e il coordinamento del processo di transizione verso l'utilizzo di GNL su rotte nazionali da e per la Sardegna per il trasporto di persone e merci.

Elettrificazione delle banchine portuali.

La Regione istituisce dei tavoli tecnici con le Società di navigazione, le Autorità Portuali regionali e le società di gestione delle reti elettriche finalizzati alla realizzazione di progetti di elettrificazione delle banchine che consentano lo spegnimento dei sistemi di generazione elettrica dei mezzi navali nelle aree portuali. A tal riguardo la Regione considera, nell'ambito di attuazione di tale azione e in sinergia con l'azione di cui al punto precedente prioritarie le tratte regionali per le isole minori ed alta intensità turistica.

Monitoraggio dell'energia.

La Regione istituisce entro il 2016 presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria un sistema regionale di raccolta dei dati energetici dei trasporti marittimi con cadenza annuale. In particolare, al fine di programmare azioni di dettaglio future e verificare la loro efficacia è necessario che l'Amministrazione regionale abbia un quadro completo ed esaustivo dei consumi di energia nei trasporti marittimi. La Regione per conseguire tale obiettivo emana norme regionali specifiche e stipula accordi con le società di

⁸¹ Fonte: Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna. 2015-2020.

navigazione e di gestione degli scali portuali, le Autorità Portuali, con l'Agenzia delle Dogane e con il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti. La raccolta dati è a cura del Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria con la collaborazione dell'Assessorato dei Trasporti ed il Servizio della Statistica Regionale.”

4.2 GLI INTERVENTI PREVISTI NEI PIANI REGOLATORI PORTUALI

4.2.1 Il Piano Regolatore Portuale del Porto di Cagliari⁸²

Il Piano Regolatore Portuale è uno strumento pianificatorio istituito dalla Legge n. 84 del 1994. Tale legge individua una nuova forma di classificazione dei porti secondo due categorie, la prima è riservata alla difesa ed alla sicurezza dello Stato mentre la seconda è suddivisa in tre classi, internazionale, nazionale, interregionale e regionale, in funzione dell'importanza economica e funzionale dei porti. Cagliari appartiene alla seconda categoria – prima classe. Nel distinguere le funzioni (commerciali, industriali e petrolifere, di servizio passeggeri, pescherecci, turistici e da diporto) dei porti inclusi nella seconda categoria, la Legge n. 84/1994 stabilisce per tutti, ad eccezione dei porti con esclusiva destinazione turistica, l'obbligo di dotarsi di un P.R.P., affidando alle Autorità di Sistema Portuale il compito di promuoverne la redazione. Con la legge 84/94 il P.R.P. è divenuto uno strumento di pianificazione economica e territoriale in grado di seguire, e talvolta prevenire, l'evoluzione costante, sia qualitativa che quantitativa dei traffici marittimi con la necessità, applicando uno schema adottato recentemente in molte città portuali, di realizzare le nuove infrastrutture e proporre, al contempo, interventi di ristrutturazione e rivitalizzazione del fronte mare esistente, con l'obiettivo di creare una maggiore integrazione con le aree al contorno.

4.2.1.1 Gli obiettivi ambientali

Gli obiettivi di sostenibilità ambientale che riguardino esplicitamente modalità d'uso, quantità e qualità delle risorse ambientali, devono necessariamente essere inclusi tra gli obiettivi generali del PRP. Tra le azioni che il P.R.P. intende intraprendere, riveste particolare importanza l'obiettivo specifico OS_4.1.1 “Incrementare la quota di utilizzo/acquisizione di energie da fonti rinnovabili fino ad una quota del 30 % da raggiungere in un periodo di 5 anni”, il quale si trova in accordo sia con l'obiettivo generale OG_4.1 “Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori energia, industria e terziario”, che con l'obiettivo OG_6.2 “Favorire/incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili”. L'attuazione delle azioni connesse agli obiettivi ambientali sarà, inoltre, monitorata nel tempo, al fine di verificarne l'effettivo stato di realizzazione nonché la coerenza con gli obiettivi. In Figura 4.1 si riportano gli obiettivi che il P.R.P. intende perseguire.

OBIETTIVI GENERALI				OBIETTIVI SPECIFICI	
OG_1	Individuare gli elementi di criticità ambientale e definire eventuali misure di limitazione degli impatti			OS_1.1.1	Favorire le campagne di monitoraggio al fine di delineare con maggior dettaglio il quadro ambientale
				OS_1.1.2	Favorire, compatibilmente con le azioni correlate all'attività portuale, la tutela della risorsa idrica
				OS_1.1.3	Tutelare, compatibilmente con le azioni correlate all'attività portuale, le praterie di posidonia
OG_2	Promuovere un uso sostenibile delle risorse	OG_2.1	Promuovere un uso sostenibile delle risorse naturali	Cfr. OG_3, OG_4 e OG_7	
		OG_2.2	Promuovere un uso sostenibile dell'energia	Cfr. OG_6	
		OG_2.3	Introduzione dei criteri ecologici nelle procedure di appalto	OS_2.3.1	Considerare la possibilità di ricorrere agli “Appalti Verdi” con criteri ecologici
OG_3	Tutela della risorsa idrica	OG_3.1	Gestione sostenibile della risorsa idrica	OS_3.1.1	Migliorare e ottimizzare il sistema di irrigazione del verde urbano, con sistemi di irrigazione programmabili, per evitare gli sprechi idrici
		OG_3.2	Riduzione dei consumi	OS_3.2.1	Definire obblighi specifici per i concessionari con particolare riferimento all'utilizzo dell'acqua, volti alla riduzione dei consumi
				OS_3.2.2	Ridurre il consumo di acqua, attraverso l'adozione di sistemi di riutilizzo delle acque meteoriche e dei reflui recuperabili (acque depurate)

⁸² Nuovo Piano Regolatore Portuale_ Autorità Portuale di Cagliari. 2014

		OG_3.3	Riduzione della contaminazione delle acque da attività antropica	OS_3.3.1	Incentivare l'adozione di opportuni sistemi di collettamento e smaltimento delle acque reflue e di sistemi di depurazione che riducano l'impatto ambientale dei processi depurativi, anche definendo obblighi specifici per i concessionari con particolare riferimento all'emissione di reflui
		OG_3.4	Miglioramento della qualità della risorsa idrica		
OG_4	Tutela della qualità dell'aria	OG_4.1	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori energia, industria e terziario	OS_4.1.1	Incrementare la quota di utilizzo/acquisizione di energie da fonti rinnovabili fino ad una quota del 30 % da raggiungere in un periodo di 5 anni
				OS_4.1.2	Definire, anche per i concessionari, degli obblighi di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, ad esempio attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici
		OG_4.2	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei trasporti	OS_4.2.1	Attivarsi per l'acquisto di mezzi a basso impatto ambientale (es. motore elettrico) da utilizzare per gli spostamenti da effettuare all'interno dell'area di competenza portuale e per le ispezioni, al fine di ridurre l'utilizzo di combustibili fossili nonché delle emissioni in atmosfera
OG_5	Gestione sostenibile dei rifiuti	OG_5.1	Riduzione produzione rifiuti	OS_5.1.1	Ridurre l'utilizzo di carta, promuovendo la trasmissione telematica dei dati attivarsi, inoltre, per l'uso di carta riciclata
				OS_5.1.2	Adottare procedure e utilizzare materiali che riducano la produzione di rifiuti, in particolare di quelli non riciclabili e particolarmente dannosi per l'ambiente
				OS_5.1.3	Monitorare la produzione di rifiuti delle attività di pulizia, al fine di ottimizzare l'utilizzo dei materiali e ridurre la produzione di rifiuti (ex. Toner e cartucce stampanti esaurite, Imballaggi in più materiali, Batterie, etc.)
		OG_5.2	Aumento percentuale raccolta differenziata	OS_5.2.1	Attuare la raccolta differenziata spinta, ai sensi della legge 27 dicembre 2006, n. 296
				OS_5.2.2	Dotare le aree pubbliche e demaniali di cestini per la raccolta differenziata di carta, plastica, lattine e vetro
				OS_5.2.3	Definire obblighi specifici per i concessionari con particolare riferimento alla produzione di rifiuti ed alla percentuale di raccolta differenziata
OG_6	Risparmio energetico	OG_6.1	Ridurre i consumi energetici	OS_4.2.1	Attivarsi per l'acquisto di mezzi a basso impatto ambientale (es. motore elettrico) da utilizzare per gli spostamenti da effettuare all'interno dell'area di competenza portuale e per le ispezioni, al fine di ridurre l'utilizzo di combustibili fossili nonché delle emissioni in atmosfera
		OG_6.2	Favorire/incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili	OS_4.1.1	Incrementare la quota di utilizzo/acquisizione di energie da fonti rinnovabili fino ad una quota del 30 % da raggiungere in un periodo di 5 anni
				OS_4.1.2	Definire, anche per i concessionari, degli obblighi di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, ad esempio attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici
		OG_6.3	Promuovere l'efficienza energetica degli edifici	OS_6.3.1	Privilegiare, per le nuove edificazioni, strutture che richiedano l'utilizzo di tecniche di bioedilizia
OG_7	Conservazione della biodiversità	OG_7.1	Prevenzione e riduzione degli impatti su	OS_7.1.1	Garantire il rispetto delle prescrizioni indicate dalla VAS
OG_8	Sensibilizzazione del personale e degli utenti dell'ambito portuale in relazione alle tematiche ambientali			OS_8.1.1	È di particolare interesse l'individuazione di programmi di informazione e di incentivazione di comportamenti personali atti: <ul style="list-style-type: none"> - al risparmio energetico; - al riciclaggio dei rifiuti (organizzare degli incontri di educazione ambientale per indurre alla raccolta differenziata); - alla tutela delle risorse naturali; - all'utilizzo razionale della risorsa idrica, evitando gli sprechi di acqua potabile e ponendo in essere comportamenti consoni al risparmio idrico.

Figura 4.1 Obiettivi ambientali, generali e specifici del P.R.P. del Porto di Cagliari⁸³

4.3 GLI INTERVENTI PREVISTI NEL POT 2018-2020

L'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna nasce dalla fusione di due precedenti autorità portuali, chiamate in passato ad operare su ambiti territoriali distinti e distanti. Con il nuovo assetto, l'Ente sorto dalla Riforma del 2016 si trova ad amministrare i beni e i servizi derivanti dalle due soppresse autorità portuali, unificati sotto un unico centro gestionale.

Di seguito viene fornita una breve sintesi degli obiettivi che l'AdSP si pone di perseguire tratta dal Piano Operativo Triennale (POT 2018-2020):

- *Armonizzazione delle procedure e dei processi*, mediante la redazione di un unico manuale procedurale interno;
- *Valorizzazione del patrimonio*, attraverso la gestione ottimale delle risorse dell'Ente con azioni prioritarie di intervento e percorsi di innovazione volti a disporre delle informazioni rilevanti attinenti il real estate ed il facility management in modalità centralizzata, aggiornate, facilmente accessibili e gestibili, anche attraverso applicativi ad hoc;

⁸³ Nuovo Piano Regolatore Portuale. Autorità Portuale di Cagliari.2008.

- *Rilancio dei traffici*, per arginare la crisi del worldwide shipping partita nel 2007 che ha coinvolto anche il lato industriale con effetti nel settore transshipment. È cresciuta la necessità di istituire Agenzie per il lavoro a tutela delle comunità locali e di favorire servizi di valore aggiunto alle merci per una ripresa della centralità italiana nel settore.

Le Zone Economiche Speciali (ZES) e i porti factory potrebbero essere una risposta a tali necessità per garantire la polifunzionalità degli scali e creare all'interno del porto delle aree di produzione a valore aggiunto che possano trasformare le merci per essere rispedite. Un' ulteriore strategia è rappresentata dal rilancio della portualità con mirate azioni di marketing volte a valorizzare la centralità dei porti sardi.

- *ZES*, per favorire lo sviluppo delle imprese collegate alla logistica marittima, le quali avranno i seguenti vantaggi:
 - procedure burocratiche semplificate;
 - accesso alle infrastrutture logistiche esistenti e di quelle realizzate con il piano di sviluppo;
 - crediti d'imposta per gli investimenti.
- *I porti factory*, attraverso i quali il sistema portuale sardo potrà essere sviluppato in chiave produttiva, compatibilmente agli strumenti di programmazione vigenti, mediante l'attivazione della ZES e lo sfruttamento delle zone franche.

L'opportunità delle ZES e delle zone franche, unita alla presenza di porti strutturati all'interno di aree industriali, che presentano sia zone portuali che industriali disponibili suggerisce la necessità di sviluppare un progetto omogeneo che riguardi le aree portuali di Cagliari (Porto Canale), Olbia (Porto Cocciani), Porto Torres (Porto Industriale), Oristano, Portovesme e Arbatax laddove dovesse concludersi per quest'ultima favorevolmente il percorso di inserimento nella circoscrizione dell'AdSP.

- *Trasformazione in Smart Ports*, dotandosi di adeguate tecnologie, ad iniziare da un efficiente Port Community System (PCS) e cambiando metodologie di gestione. Al fine di fare crescere la propria portualità e renderla più "smart", l'Ente attraverso la programmazione europea cercherà progetti e programmi per sviluppare i nuovi "Smart Port" della Sardegna. In questo senso potranno essere sviluppate soluzioni e relative progettualità mediante le quali saranno valorizzate aree demaniali non utilizzabili per attività portuali proprie in funzione della autosufficienza energetica dei diversi scali del Sistema.
- *Trasformazione in Green Ports*, attraverso il *monitoraggio* degli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione dei piani e dei programmi approvati, la *verifica* del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati e l'*individuazione* tempestiva degli impatti negativi imprevisti così da adottare le misure correttive opportune. L'ESPO (European Sea Ports Organisation) ha realizzato sistemi di valutazione delle prestazioni e gestione ambientale dei porti. La necessità di progettare un sistema di monitoraggio delle "prestazioni ambientali" dei Piani Regolatori, previsto dal decreto legislativo n. 152/2006, è l'occasione migliore per progettare un sistema integrato di valenza europea, finalizzato a confrontare gli indici di prestazione ambientale dei porti di competenza con tutti gli altri porti d'Europa, utilizzando dei parametri europei appositamente disegnati per i porti: l'SDM ed il PERS.
 - Self Diagnosis Method (SDM), è uno strumento ideato per supportare le Amministrazioni dei porti nella valutazione delle prestazioni ambientali del proprio porto. Il metodo si basa sulle risposte date dall'Amministrazione del porto a domande inerenti tematiche ambientali, con l'obiettivo principale di effettuare un'analisi delle procedure di gestione degli aspetti ambientali significativi. I risultati evidenziano sia i punti di forza che le criticità. Il SDM dà l'opportunità al porto di comparare le proprie prestazioni con quelle di altri porti europei.
 - Port Environmental Review System (PERS), è uno strumento di gestione ambientale strutturato per assistere i porti nel mettere in pratica le indicazioni contenute nell'

“Environmental Code of Practice” della European Sea Ports Organization (ESPO) recentemente aggiornato. Il metodo si basa sulle best practices riconosciute a livello internazionale ed è stato formulato per essere flessibile e modificabile in modo tale da adattarsi alle eventuali modifiche delle normative e delle priorità di azione. Esso prevede la formulazione di una serie di obiettivi che un’Amministrazione portuale mira a perseguire per operare secondo le indicazioni della Unione europea.

- Il Sistema Informativo Portuale (PCS), *telematizzazione dei porti della Sardegna*. In conformità con le normative europee per lo scambio di dati con altri sistemi proprietari, sia degli attori portuali, sia delle altre istituzioni e con tutti quei soggetti che appartengono al settore della logistica e delle merci utilizzando anche la Piattaforma Logistica Nazionale gestita da UIRNET ed il sistema di Cagliari Port 2020. I dati verranno scambiati all’interno dei vari sistemi, fornendo alla Comunità portuale ed agli Enti pubblici preposti informazioni complete ed in tempo reale. In ogni porto di competenza il PCS, progettato per un uso generalizzato nella portualità europea, verrà adattato alle esigenze locali mantenendo la standardizzazione dei processi e garantendo la puntuale applicazione delle normative comunitarie e nazionali. Il Sistema rimarrà sotto il diretto controllo dell’AdSP al fine di garantire la riservatezza nella gestione dei dati, necessaria per salvaguardare le attività commerciali private che vi si svolgono e rispettare il diritto alla privacy dei passeggeri e degli operatori.
 - *CagliariPort2020* è un progetto che intende ricercare una soluzione in grado di affrontare e risolvere in modo efficace le problematiche dovute all’aumento previsto di mezzi, merci e persone, attraverso lo sviluppo di una metodologia generale di gestione dell’interfaccia tra la Città e il Sistema Portuale in termini di nodi logistici, affrontando in modo organico sia le tematiche relative alla movimentazione interna all’area portuale sia quelle relative ai flussi in entrata ed uscita di passeggeri e merci attraverso i gateway cittadini e valutando l’impatto di essi sul flusso cittadino.
- Il Piano Energetico Ambientale è uno strumento di razionalizzazione energetica anche mediante la promozione e l’uso di fonti rinnovabili e l’aumento dell’efficienza energetica nell’area portuale, contribuendo al miglioramento ambientale dei porti. Uno strumento concreto di pianificazione ed intervento, che fornirà all’AdSP gli strumenti necessari all’attuazione dei Nuovi Piani Regolatori Portuali ed alla realizzazione di azioni concrete per una regolamentazione di indirizzo degli interventi attuabili nei porti di competenza. Agli operatori privati fornirà uno strumento concreto per realizzare significative economie e promuovere nuove attività legate all’energia ed alla tutela ambientale nei porti.

4.3.1.1 Il porto di Cagliari

Riguardo all’ambito portuale di Cagliari vengono di seguito elencati i principali interventi in ordine di priorità in relazione agli obiettivi prefissati:

1. Opere di infrastrutturazione primaria avamposti del porto canale per attività cantieristica – 2° lotto funzionale e realizzazione di un percorso viabile, pedonale e ciclabile dal villaggio dei pescatori alla chiesa di S. Efisio presso l’avamposto est del Porto Canale
2. Completamento della viabilità interna del porto canale – 3° lotto.
3. Banchinamento avamposto per navi ro - ro del Porto Canale – 1° fase
4. Infrastrutturazione delle aree G1W e G2W
5. Riqualificazione Capannone Nervi -Sistemazione aree esterne e consolidamento banchina -
6. Realizzazione nuovo "gate" d'ingresso e dei locali destinati agli operatori portuali adibiti al controllo dei varchi presso il Porto Canale
7. Completamento passeggiata pedonale e ciclabile e sistemazione viabilità zona Su Siccu

Oltre a quanto sopra si rende necessario procedere ad un adeguamento del vigente Piano regolatore Portuale. Il PRP di Cagliari è stato approvato con Deliberazione della Giunta della Regione Sardegna n. 32/78 del 15/09/2010 e n.13/18 del 20/05/2014. L'iter procedurale ha richiesto più di 4 anni. Le ipotesi di Piano risalgono pertanto a oltre 10 anni fa. L'evoluzione dei traffici e delle connesse attività portuali rendono oggi necessario un adeguamento per consentire, pur non modificando se non parzialmente l'assetto complessivo del porto, un più proficuo utilizzo dell'ambito portuale soddisfacendo le esigenze di operatività. Le modifiche che si ritiene debbano essere apportate sono le seguenti:

- a. Zona C e sottozona E3: integrazione delle destinazioni d'uso dei Moli Ichnusa (zona C) e Rinascita (sottozona E3), prevedendo l'utilizzo del primo anche per i grandi yacht (navi da diporto) e il secondo anche per le navi da crociera e relativi servizi.
- b. Zona E e sottozona H4: previsione di movimentazione della maggior parte del traffico RO-RO e passeggeri nel Porto Canale (Terminal Ro-Ro) e delle volumetrie per i necessari servizi. Conseguente destinazione del molo Sabauda, banchina di Levante, e della banchina Sant'Agostino per la nautica da diporto e del molo Sabauda, banchina di Ponente, anche per le navi da crociera, militari e varie.
- c. Zona D e sottozona B1: integrazione della destinazione d'uso esplicitando la previsione dei pubblici esercizi.
- d. Zona D: stralcio della previsione del tunnel di attraversamento della zona D (via Roma), conseguente mantenimento dell'edificio della Capitaneria di p.zza Deffenu e previsione di uffici nelle zone D ed E per l'Autorità Portuale ed altre amministrazione che svolgono attività connesse alle funzioni portuali.
- e. Zona D: modifica dell'altezza massima degli edifici.
- f. Zona D: inclusione nella zona D di un'area di Viale Colombo non pianificata dal vigente Piano.
- g. Nuova Zona L: indicazione delle destinazioni d'uso per una zona periferica della circoscrizione non pianificata dal vigente Piano (zona circostante lo stagno di S. Gilla)
- h. Sottozone G1W e G2W: ampliamento della sottozona G2W del Porto Canale (destinata a funzioni portuali-industriali e servizi logistici) e corrispondente riduzione della sottozona G1W (piazze e banchine polifunzionali);
- i. Sottozone G1E e G2E: riduzione della sottozona G1E e corrispondente ampliamento della sottozona G2E nel Porto Canale

L'adeguamento non richiede nuove opere marittime, mentre, alcune previsioni di opere non sono più necessarie. Rimangono invariati gli indici di edificabilità con eccezione della zona D e delle volumetrie per le attività di servizio al traffico Ro-Ro nella sottozona H4. Poiché uno dei principali obiettivi del PRP è la riqualificazione del Porto Vecchio e la specializzazione del Porto Canale, sono prioritari rispetto agli altri interventi quelli relativi alla realizzazione del distretto della cantieristica nell'avamposto est del terminal ro-ro nell'avamposto ovest. Per consolidare lo sviluppo delle rinfuse e soddisfare le esigenze degli operatori è importante infrastrutturare le aree G1W e G2W ed, inoltre, completare l'infrastrutturazione delle aree G2E. Per il conseguimento dei suddetti obiettivi è comunque necessario eliminare alcune criticità:

- Vincolo di cui al D.M. 01/03/1967 avente ad oggetto la dichiarazione di notevole interesse pubblico della spiaggia di La Plaia, che nella zona del Porto Canale non è più esistente e che comporta limitazioni ai fini della realizzazione delle opere pubbliche;
- Ripermetroazione del SIC che include aree portuali fortemente antropizzate e destinate ad attività portuali, di cantieristica e di logistica;
- Individuazione del limite del demanio marittimo affinché possano valutarsi le opere legittimamente eseguibili con particolare attenzione verso gli obiettivi di salvaguardia ambientale previsti nell'apposito PRF.

4.3.1.2 Il porto di Portovesme

Lo scalo di Portovesme è caratterizzato da una forte criticità legata alla condivisione di spazi portuali ristretti dedicati a passeggeri e merci alla rinfusa. Per far fronte a questa particolare necessità, si intende procedere alla verifica della possibilità di effettuare interventi di dragaggio e di manutenzione straordinaria della banchina passeggeri.

4.3.1.3 Il porto di Oristano

L'obiettivo prioritario per il porto di Oristano è quello di assicurare il perfetto funzionamento di tutti gli impianti portuali, garantendone la piena efficienza anche attraverso opportuni interventi di manutenzione. A tale scopo si manifesta la necessità di realizzare il banchinamento della nuova area di colmata per un suo più proficuo utilizzo.

4.3.1.4 Il porto di Olbia

L'elevato traffico di merci e passeggeri in transito nel porto di Isola Bianca ha comportato la necessità di ripianificare la viabilità dei viali di ingresso / egresso allo scalo attraverso i seguenti interventi

- Utilizzo di segnaletica intelligente che fornisca informazioni utili a tutte le categorie di utenti in merito al percorso migliore da intraprendere in base alle condizioni di traffico o a quelle metereologiche ecc.
- Manutenzione stradale volta sia al ripristino della pavimentazione dei viali di accesso al porto che alla sistemazione dei piazzali 4-5-6 e 7;

Nell'ottica del miglioramento delle condizioni di sicurezza, l'AdSP intende perseguire i seguenti obiettivi

- Implementazione dei servizi di videosorveglianza attraverso l'utilizzo di telecamere di ultima generazione, sistemi hardware per il trasferimento dati efficienti e veloci;
- pianificazione di sistemi tecnologici evoluti dedicati ad incrementare l'efficienza e la sicurezza di accesso alle aree sterili portuali;

Tra le opere di intervento e manutenzione si individuano inoltre:

- manutenzione dei fondali marini interessati dall'ingresso/egresso in porto delle imbarcazioni mediante interventi di spostamento del materiale che potrebbe interferire con le operazioni in sicurezza di attracco delle imbarcazioni, senza conferire al di fuori dell'acqua marina detto materiale, operazione dovuta a causa del materiale che viene costantemente riversato nel golfo dai corsi d'acqua e giornalmente movimentato dalle eliche delle navi che attraccano in porto, sia operazioni più consistenti che prevedono la movimentazione anche al di fuori dell'acqua marina e relativo conferimento al sito più appropriato, a seconda dei risultati derivanti dalle caratterizzazioni dei materiali movimentati. A tal proposito è prevista una campagna localizzata di caratterizzazioni relativa al materiale del fondale marino presente, ciò per accelerare gli interventi di manutenzione che si presentino necessari di volta in volta, sia ordinaria sia straordinaria.
- Escavo del Golfo di Olbia⁸⁴ in modo da portare:
 - la canaletta d'accesso al golfo a quota -11 m.s.l.m.;
 - i moli del porto Isola Bianca a quota - 10 m.s.l.m.;
 - il porto Cocciani a quota - 10 m.s.l.m.

⁸⁴ L'intervento sarà possibile con l'autorizzazione all'immersione a mare del materiale di escavo in un sito in mare ubicato a circa 11 miglia dal golfo. Tale intervento prevede anche il consolidamento con micropali delle banchine del porto Isola Bianca e del porto Cocciani, imbasate a quote superiori

4.3.1.5 Il porto di Golfo Aranci

Obiettivo strategico, prioritario ed importante, in attesa dell'approvazione del Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Golfo Aranci, è quello della manutenzione dei fondali marini del porto di Golfo Aranci. Esattamente in linea con quanto previsto per gli interventi di manutenzione dei fondali del porto di Olbia Isola Bianca, anche nel porto di Golfo Aranci sono previste operazioni di spostamento del materiale che potrebbe interferire con le operazioni in sicurezza di attracco delle imbarcazioni. Anche in questo caso è prevista una campagna localizzata di caratterizzazioni del materiale di escavo.

Oltre a tale campagna relativa alla manutenzione e caratterizzazione del materiale del fondale marino, l'AdSP ha previsto,

- Escavo dei due accosti del Porto commerciale di Golfo Aranci⁸⁵ in modo da portare entrambi gli accosti a quota -8,5 m.s.l.m.;
- Creazione di un terzo accosto attraverso un intervento di trasformazione dell'invaso n.1 utilizzato negli anni precedenti dalle FFSS;
- Intervento di manutenzione, sostituzione ed implementazione dei sistemi di ormeggio e delle dotazioni di banchina;
- Manutenzione delle banchine e delle scasse nonché delle pavimentazioni dei piazzali includendo una razionalizzazione delle viabilità a livello organizzativo in modo da poter incrementare l'efficienza degli imbarchi e degli sbarchi sia dei passeggeri che delle merci, riorganizzazione e razionalizzazione delle aree destinate alla sosta dei mezzi;
- Manutenzione straordinaria sul porto pescherecci delle aree demaniali di competenza, dell'illuminazione e degli arredi di banchina, sistemazione e riorganizzazione del bacino portuale.

4.3.1.6 Il porto di Santa Teresa di Gallura

Nel porto di Santa Teresa sono previsti interventi necessari che riguardano, in prima battuta, grandi opere di manutenzione, recupero, ammodernamento e messa in sicurezza delle infrastrutture esistenti, ma anche investimenti mirati allo sviluppo ed evoluzione del porto con interventi di completamento opere di difesa, banchinamenti, impianti, arredi e servizi del porto, interventi per i quali l'AdSP, per mezzo del "Fondo per lo sviluppo e la Coesione 2014-2020", ha avuto un finanziamento regionale per la progettazione di quanto suddetto. A completamento di tali opere, nell'attesa dell'approvazione del Piano regolatore, l'AdSP ha previsto un intervento di escavo.

4.3.1.7 Il porto di Porto Torres

Per il porto di Porto Torres, l'Ente ha pianificato, e sta tuttora realizzando i diversi interventi infrastrutturali di seguito elencati:

- Progetto dell'Hub Portuale di Porto Torres, che prevede il prolungamento dell'antemurale di Ponente ed il taglio della Banchina Alti Fondali, finanziato con fondi CIPE con delibera n°62/2011, per la quale l'Ufficio Tecnico della sede di Porto Torres ha redatto il progetto preliminare.
- L'ente ha concluso i lavori relativi al "1° Lotto - Darsena servizi" che consentirà il trasferimento del naviglio da pesca, così da poter destinare, in maniera definitiva, la darsena di Levante, tutt'ora occupata dai pescherecci, alla nautica da diporto e, a completamento del 1° lotto ha

⁸⁵ L'intervento sarà possibile con l'autorizzazione all'immersione del materiale di escavo in un sito in mare ubicato a circa 11 miglia dal golfo di Olbia. Tale intervento prevede il consolidamento con micropali delle banchine del porto commerciale di Golfo Aranci, imbasate a quote superiori

già seguito l'approvazione del progetto preliminare del 2° Lotto della suddetta darsena pescherecci.

- Manutenzione, escavi e dragaggi dei fondali del porto commerciale di Porto Torres. Tale intervento, previsto nel programma annuale 2018, di fondamentale importanza, prevede, dopo aver caratterizzato i fondali, di portare il fondale del porto commerciale alla quota - 10 m.s.l.m., almeno per i moli di Ponente, Alti fondali e il bacino di evoluzione e di un fondale di -8 m.s.l.m. per la banchina della Dogana Segni.
- Intervento di riqualificazione, manutenzione, completamento e trasformazione del fabbricato "mercato ittico" in centro servizi per il porto previsto nel programma annuale 2018. Tale intervento consente di dotare il Porto Commerciale di un edificio da destinare a centro servizi per il porto. Infatti il completamento e la trasformazione del fabbricato destinato (mai completato) al mercato ittico consentirebbe in primo luogo di ricevere gli uffici della sede di Porto Torres dell'Autorità Portuale (tutto il primo piano) ma consentirebbe a tutti gli operatori portuali (pilotti, ormeggiatori, etc.) di avere una "residenza" interna e strettamente connessa al porto commerciale.
- Con l'approvazione da parte del Comitato Portuale, è stato dato il via al nuovo piano della viabilità portuale di Porto Torres, con il quale, previa analisi delle principali criticità che caratterizzano l'area portuale (Porto Commerciale) sotto il profilo della circolazione, della sosta e del trasporto privato e pubblico, vengono individuate le linee di intervento. I lavori permetteranno di realizzare un'agevole rete di collegamento porto – città e direttrici provinciali e statali.

4.4 L'ANALISI DEGLI INTERVENTI IN ATTO IN TERMINI DI CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI E DI RISPARMIO ENERGETICO

4.4.1 Gli interventi previsti e programmati nei porti dell'AdSP del Mare di Sardegna

Di seguito sono riportati in forma di schede gli interventi relativi all'efficientamento energetico dei diversi porti così come programmati dalla AdSP. Si noterà come per alcuni di essi sono riportate le sintesi di risparmio energetico e relativo costo mentre per altri tali sintesi non sono desumibili dai documenti di programmazione.

4.4.1.1 Porto di Cagliari

Progetto generale della "LUCE" del Porto di Cagliari	
Luogo/ Localizzazione	Porto Canale di Cagliari
Tipologia	Gestione manutenzione impianti
Livello progettuale	Piano di consistenza degli impianti (giugno 2018)
Descrizione	

Il progetto ha lo scopo di rappresentare lo stato di fatto dell'impianto di illuminazione del porto Canale di Cagliari ed inoltre di permettere successivamente di redigere un Piano di Gestione per l'affidamento successivo della manutenzione degli impianti stessi.

Dati complessivi, Stato di Fatto:

- Numero apparecchi illuminanti: **475**
- Numero lampade: **983**
- Numero sostegni (pali, testate, bracciali, altro): **229**
- Numero quadri elettrici: **11**
- Potenza installata [kW] (lampade): **389,39**
- Potenza assorbita [kW] (lampade + gruppi di alimentazione): **440,66**
- Flusso luminoso installato [klm]: **47.464,42**
- Potenza media installata [W]: **448,28**

Si ritengono necessari i seguenti interventi di adeguamento e riqualificazione:

- Sostituzione apparecchio illuminante;
- Manutenzione sostegni metallici;
- Sostituzione quadri elettrici con nuovi quadri;
- Manutenzione quadri elettrici e linee;
- Manutenzione apparecchi illuminanti.

Progetto generale della "LUCE" del Porto di Cagliari	
Luogo/ Localizzazione	Porto Storico di Cagliari
Tipologia	Gestione manutenzione impianti
Livello progettuale	Piano di consistenza degli impianti (giugno 2018)
Descrizione	
<p>Il progetto ha lo scopo di rappresentare lo stato di fatto dell'impianto di illuminazione del porto storico di Cagliari ed inoltre di permettere successivamente di redigere un Piano di Gestione per l'affidamento successivo della manutenzione degli impianti stessi.</p> <p>Dati complessivi, Stato di Fatto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Numero apparecchi illuminanti: 942 - Numero lampade: 949 - Numero sostegni (pali, testate, bracciali, altro): 685 - Numero quadri elettrici e sottoquadri: 13 - Potenza installata [kW] (lampade): 229,25 - Potenza assorbita [kW] (lampade + gruppi di alimentazione): 253,96 - Flusso luminoso installato [klm]: 27.195,54 - Potenza media installata [W]: 267,61 <p>Si ritengono necessari i seguenti interventi di adeguamento normativo e riqualificazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Manutenzione sostegni metallici; - Sostituzione quadri elettrici con nuovi quadri; - Manutenzione quadri elettrici e linee; - Manutenzione apparecchi illuminanti: 	

- Proiettori a led Darsena scenografia e Ledos;
- Armature palazzo della finanza;
- Armature pali doppio sbraccio Su Siccu;
- Tutti i corpi illuminanti della Passeggiata lungomare Marina;

4.4.1.2 Porti di Olbia e Golfo Aranci

Convenzione per la fornitura dei servizi facility management per gli immobili adibiti prevalentemente ad uso ufficio	
Luogo/ Localizzazione	Autorità Portuale di Olbia e Golfo Aranci. <u>Immobili:</u> <ul style="list-style-type: none"> – 7078_001 Viale Isola Bianca, Sede Autorità Portuale (Olbia) – 7078_002 Viale Isola Bianca, Sede Autorità Portuale (Olbia), 4° piano; – 7078_003- Stazione Marittima ed Uffici (Golfo Aranci); – 7078_004 Sanità Marittima (Porto Torres)
Tipologia	Convenzione fornitura di servizi facility management
Data inizio	15/05/2015
Data fine	31/07/2021
Importo (€)	1.485.583,76
Descrizione	
<p><u>La convenzione prevede i seguenti servizi:</u></p> <p>Servizi di Manutenzione degli Impianti</p> <ul style="list-style-type: none"> – Servizio di manutenzione di Impianti Elettrici; – Servizio di manutenzione di Impianti Idrico-Sanitari; – Servizio di manutenzione di Impianti di Riscaldamento; – Servizio di manutenzione di Impianti di Raffrescamento; – Servizio di manutenzione di Impianti Elevatori; – Servizio di manutenzione di Impianti Antincendio; – Servizio di manutenzione di Impianti di Sicurezza e controllo accessi; – Servizio di manutenzione di Reti; – Servizio di minuto mantenimento edile; – Servizio di reperibilità. <p>Servizi di Pulizia ed Igiene Ambientale</p> <ul style="list-style-type: none"> – Pulizia; <p>Altri Servizi operativi</p> <p>Reception;</p>	

Progetto per la realizzazione della nuova sede dell’Autorità Portuale di Olbia e Golfo Aranci.

Luogo/ Localizzazione	Porto di Olbia- Isola Bianca
Tipologia	Progetto infrastrutturale
Livello progettuale	Progetto Esecutivo (luglio 2010)
Descrizione	
<p>Le opere da realizzare interessano i seguenti impianti:</p> <ul style="list-style-type: none"> – impianto elettrico di illuminazione (piazzali, vani scale condominiali, corridoi, ingressi, uffici, locali commerciali); – impianto elettrico di forza motrice per le utenze di cui sopra; – impianto elettrico alimentazione quadro pompe di pressurizzazione antincendio; – impianto elettrico alimentazione autoclave; – impianto elettrico alimentazione ascensore; – impianti di terra ed equipotenziale; <p>Al fine di ottenere un risultato soddisfacente anche dal punto di vista del risparmio energetico, l'illuminazione è stata divisa in più gruppi, con la possibilità di automatizzare le accensioni tramite timer e/o crepuscolare. L'impianto di illuminazione interna dei corridoi e delle parti comuni sarà realizzato con corpi illuminanti del tipo ad incasso con corpo illuminante 4x18W FLC e risponderà ai requisiti imposti dalla tipologia dei locali in oggetto e alle funzioni che in essi si svolgeranno, tenendo anche conto dei fattori di affidabilità e sicurezza. L'illuminazione dei locali adibiti ad uso ufficio sarà realizzata con corpi illuminanti 2 x 58W a sospensione o similari, tali da consentire sia un illuminamento diretto, che indiretto e allo stesso tempo di rispettare le Normative illuminotecniche riguardanti i locali con presenza di videoterminali (in particolare la norma UNI 12464-1). La scelta della tipologia degli apparecchi ed il numero installato sono sufficienti a soddisfare pienamente i valori minimi imposti dalla normativa vigente in materia di illuminamento. A tal proposito nella zona di lavoro sarà richiesta una uniformità di illuminamento almeno pari a 0,7 mentre nella zona circostante dovrà essere almeno pari a 0,5. Le luminanze saranno adeguatamente distribuite e bilanciate per evitare il rischio di abbagliamento e affaticamento visivo. La limitazione dell'abbagliamento porta a soddisfare il valore normativo dell'indice unificato dell'abbagliamento (UGR), calcolato da software: l'indice UGR massimo in ciascun ambiente o locale non deve superare il valore limite (UGRL) tabellato per ogni attività lavorativa.</p> <p>Parametri elettrici di progetto</p> <ul style="list-style-type: none"> – Sistema di distribuzione: TT – Distribuzione: Trifase con neutro 400V a.c. – Potenza contrattuale ipotizzata: 150 kW – Corrente di corto circuito presunta sul punto di fornitura: 6 kA – Frequenza: 50 Hz – Tensione fase - fase: 400 V a.c. – Tensione fase - neutro o fase - terra: 230 V a.c. – Massima caduta di tensione ammessa: 4% 	
Fornitura in opera di tutti i materiali ed apparecchi necessari e tutti i lavori occorrenti per l'adeguamento degli uffici dell'Autorità Portuale di Olbia e Golfo Aranci al quarto piano della stazione marittima	
Luogo/ Localizzazione	Porti di Olbia e Golfo Aranci
Tipologia	Manutenzione ordinaria e straordinaria

Descrizione

Impianti di climatizzazione

Il progetto prevede di realizzare in tutti gli ambienti adibiti ad uffici compresi gli archivi, i servizi igienici, gli altri e i corridoi. L'impianto di climatizzazione da realizzare garantirà la climatizzazione estivo ed invernale agli ambienti sopra descritti e sarà di tipo modulare ad espansione diretta a volume di refrigerante variabile.

CARATTERISTICHE DEI COMPONENTI

Le unità esterne saranno costituite da motocondensanti con condensazione ad aria con ciclo a pompa di calore. Se le unità saranno dotate di un solo compressore esso sarà assistito da inverter se tali apparecchiature saranno provviste da due compressori almeno uno dovrà essere assistito da inverter.

Le motocondensanti saranno poste su un supporto di base costituito da profilati metallici, completo di asole nelle zone sottostanti per il passaggio delle linee frigorifere e dei cavi per le linee elettriche; esse avranno le seguenti caratteristiche:

- struttura auto portante in acciaio, pannelli frontali asportabili per l'ispezione, verniciatura con trattamento per esterno contro la corrosione dagli agenti atmosferici, griglia antinfortunistica sul premente dei ventilatori
- capacità di raffreddamento 28.0 – 40.0 kW;
- capacità di riscaldamento 31.5 – 45.0 kW;
- uno o due compressori scroll di cui uno assistito da inverter;
- assorbimenti elettrici 9.0 – 14.30 kW;
- tensione di alimentazione 380V/3N/50Hz;
- rumorosità a 2 metri di distanza max 60 DBA;
- refrigerante R-410A;
- valvola di espansione elettronica per il controllo del refrigerante;
- linea frigorifera in rame;
- valvole di intercettazione di intercettazione delle linee del gas.
- ventilatore/i elicoidale/i.

Le unità interne, di regola una per ogni ambiente, saranno del tipo:

- unità a parete o a controsoffitto in corrispondenza delle porte di ingresso agli uffici;
- unità a soffitto o a controsoffitto nei corridoi e nelle aree comuni.

Tali unità, saranno completate di mobile di contenimento in materiale plastico apribile per l'ispezione, dotato di griglia di ripresa.

Per ogni singola unità interna e per le unità recupero di calore sarà previsto un comando di controllo, del tipo per installazione a parete, costituito da corpo in plastica con scheda elettronica di comunicazione con il microprocessore delle unità interne completo di:

- sonda di temperatura;
- display a cristalli liquidi indicante tutte le funzioni delle sezioni interne;
- pulsantiera di comando e programmazione con tasti dedicati alle varie funzioni quali: arresto, marcia, commutazione della velocità, raffreddamento, deumidificazione, ventilazione, automatico, riscaldamento, impostazione della temperatura, impostazione della programmazione di funzionamento oraria, autodiagnosi (indicazione codici di anomalia con reset).

Le tubazioni di collegamento saranno in rame, senza saldatura ricotta in rotoli per diametri fini a 19.1

mm., crudo in barre per diametri superiori, secondo le tabelle UNI 6507-69, complete di coibentazione in materiale elastomerico di opportuno spessore. Le giunzioni e i raccordi dovranno essere eseguite solamente con saldatura con lega di argento.

Per le derivazioni delle linee frigorifere dovranno essere usate raccorderie in rame ricotto fornite dalla casa costruttrice delle apparecchiature corredate di rivestimento isolante a barriera di vapore termoformata a caldo.

Esse saranno dei seguenti tipi:

- coppia di collettori gas + liquido, isolati, per la distribuzione del gas e del liquido refrigerante freon R22, costituiti da attacchi + diramazioni di varie grandezze e tubazione in rame con stacchi presaldati con isolamento termico presagomato ; l'installazione dovrà avvenire in orizzontale seguendo le istruzioni allegate al kit di montaggio;
- coppia di giunti di derivazione gas + liquido, isolati, per la distribuzione del gas e del liquido refrigerante freon R22 costituita da n.2 attacchi e tubazioni in rame con derivazione presaldata e isolamento termico presagomato.

Al fine di impedire concentrazioni dannose di refrigerante causate da eventuali perdite, la Ditta dovrà accertare che la concentrazione limite di gas refrigerante non superi il valore di 0.3 Kg/mc.

Ciò in relazione al contenuto totale di refrigerante nel circuito ed al locale più piccolo servito dall'impianto.

Impianto elettrico

Le caratteristiche della distribuzione elettrica sono le seguenti:

- tensione di esercizio 380/220V B.T.
- frequenza di esercizio: 50 Hz;

I valori che saranno assunti a base dei calcoli dimensionali degli impianti, nonché i coefficienti di contemporaneità di funzionamento delle diverse utenze, sono i seguenti:

Impianto di illuminazione e prese:

- | | |
|---|--------|
| - punto luce a soffitto o a parete | 100 W |
| - gruppo prese schuko per ogni posto di lavoro | 600 W |
| - gruppo prese bipasso per ogni posto di lavoro | 400 W |
| - prese 2x16/32A | 1000 W |
| - contemporaneità punti luce | 100 % |
| - contemporaneità prese dei posti di lavoro | 50 % |
| - contemporaneità prese di servizio 2x16/32A | 30 % |

Impianti di forza motrice

- boilers per la produzione di acqua calda sanitaria: 1500 W cadauno
- ascensori, pompe, ventilatori, condizionatori e macchinari in genere: secondo i valori di targa.

Impianti speciali

- | | |
|--------------------------|----------------|
| - centrale telefonica | 500 W trifase |
| - impianto TV | 500 W monofase |
| - impianto videocitofono | 300 W - 24 Vcc |

Caduta di tensione

Le linee saranno dimensionate in modo che la caduta di tensione tra il punto di consegna dell'energia

elettrica (contatore) e qualunque altro punto dell'impianto non superi il 4% della tensione nominale nelle condizioni di carico massimo contemporaneo. In particolare i diversi tratti della distribuzione saranno dimensionati in modo da non superare i seguenti valori:

- - Linee montanti 1%
- - Linee dorsali 1,5%
- - Linee secondarie 1,5%

Livelli di illuminamento e classe di controllo dell'abbagliamento

I valori medi dei livelli di illuminamento a lampade stabilizzate sul piano di lavoro orizzontale a 80 cm dal pavimento, saranno i seguenti:

- uffici 400 lux
- centrali tecnologiche 300 lux
- archivi - servizi - WC 250 lux
- corridoi - sale attesa 200 lux

Il rapporto tra l'illuminamento massimo e l'illuminamento medio sarà comunque non superiore di 1,44.

Sezione dei cavi

Le sezioni dei cavi, indipendentemente dalla potenza del circuito servito, non saranno inferiori a:

a) circuiti principali:

- 10 mmq per le linee montanti trifasi;
- 6 mmq per le linee montanti monofasi;
- 4 mmq per le linee dorsali F.M.;
- 2,5 mmq per le linee dorsali luce.

b) circuiti terminali:

- 2,5 mmq per i circuiti prese;
- 1,5 mmq per i circuiti luce.

Lavori di manutenzione straordinaria per la realizzazione delle torri faro N. 8 e 9, 18 e 19 e di un tratto di illuminazione stradale nel porto di Olbia Isola Bianca.	
Luogo/ Localizzazione	Porto di Olbia Isola Bianca
Tipologia	Efficientamento energetico
Importo (€)	482 177,22
Livello progettuale	Studio di fattibilità tecnico economica ed esecutiva (febbraio 2019)
Descrizione	
<u>Realizzazione nuova diramazione per alimentazione torri T18 e T19:</u> Realizzazione di una nuova dorsale elettrica che consenta l'intercettazione delle linee esistenti al fine di realizzare i collegamenti elettrici alle torri n. 18 e n. 19, per una lunghezza complessiva di circa 670 m. La scelta, concordata con l'Ente, di realizzare la nuova dorsale sovradimensionandola rispetto alle necessità attuali, consentirà di avere a disposizione un'infrastruttura adeguata anche per successivi utilizzi volti all'implementazione ed ampliamento delle dotazioni ed illuminazione portuale.	
<u>Illuminazione con fari led aree di sbarco torri T19/T18:</u> Installazione di due torri faro nel piazzale d'attracco di fronte all'edificio della stazione marittima,	

denominate T18 e T19. pari a 25 m, dotate di corona mobile realizzata in profilati di acciaio delle dimensioni adatte a sorreggere il peso dei proiettori con fari LED installati e il relativo equipaggiamento elettrico di progetto.

Illuminazione con fari led area di parcheggio libero per tir torre T8:

Installazione di una torre faro, denominata T8, nel piazzale adibito a parcheggio Tir e macchine. Questa avverrà a seguito della realizzazione di un plinto di fondazione in calcestruzzo armato di dimensioni 450x450 cm per una profondità di 200 cm. L'altezza della torre sarà pari a 25m, dotata di corona mobile realizzata in profilati di acciaio delle dimensioni adatte a sorreggere il peso dei proiettori con fari LED installati e il relativo equipaggiamento elettrico di progetto.

Illuminazione con fari led di aree di transito veicolare torre T9:

Installazione di una torre faro, denominata T9, all'interno della rotatoria posta davanti all'ingresso della Stazione Marittima. L'installazione avverrà a seguito della realizzazione di un plinto di fondazione in calcestruzzo armato di dimensioni 450x450 cm per una profondità di 200 cm. La torre dovrà consentire la posa degli apparecchi LED di illuminazione per

- zona di transito veicolare in uscita ed in entrata dalla zona di sbarco del varco 1;
- fermata autobus;
- parcheggi.

La torre avrà un'altezza pari a 25m e sarà dotata di corona mobile realizzata in profilati di acciaio delle dimensioni adatte a sorreggere il peso dei proiettori con fari LED installati e il relativo equipaggiamento elettrico di progetto.

Realizzazione illuminazione con fari led area uscita semirimorchi e ralle:

Installazione di 8 pali a doppio sbraccio, e relativi pozzetti adeguatamente dimensionati, di altezza massima di 9m equipaggiati con due proiettori LED ciascuno. Tale illuminazione dovrà consentire la posa degli apparecchi necessari per illuminare un tratto di strada di circa 180 m attualmente utilizzata come uscita dall'area portuale di semirimorchi e ralle. L'intervento prevede la realizzazione di una nuova dorsale elettrica per una lunghezza complessiva di circa 175 m, che andrà ad intercettare la nuova dorsale di alimentazione delle torri faro T18 e T19.

Adeguamento quadro elettrico e sottoquadri:

Verranno adeguati e opportunamente dimensionati i quadri elettrici in funzione delle necessità in fase di esercizio o potenziali.

Taglio e demolizione parziale plinti illuminazione stradale esistenti:

Dismissione e rimozione delle due armature stradali su plinto in cemento armato, per la scnessiva realizzazione delle due nuove torri faro (la numero 8 e la numero 9). Rimozione delle parti fuori terra dei plinti in cemento armato esistenti, al fine di ripristinare la continuità del piano di calpestio ed implementare la sicurezza del sito.

Smaltimento e conferimento a discarica torri dismesse:

Le due torri dismesse in prossimità dei moli numero 5 e 6 verranno smaltite ed i materiali verranno trasportati nella discarica autorizzata di Olbia.

I proiettori saranno tutti caratterizzati da sola tecnologia LED da 75W a 102W.

4.4.1.3 Porto di Porto Torres

Lavori di manutenzione straordinaria e recupero degli impianti di illuminazione del porto di Porto Torres

Luogo/ Localizzazione	Porto Torres: <ul style="list-style-type: none"> – Porto Commerciale – Molo di Ponente e molo Teleferica – Porto Industriale
Tipologia	Efficientamento energetico
Importo (€)	400.000,00
Livello progettuale	Progetto Definitivo (aprile 2019)
Descrizione	
<p><u>Porto Commerciale:</u></p> <p>Sostituzione delle 18 torri faro da 25 m di altezza fuori terra, allestite con lampade a scarica e disposte unilateralmente, con pali da 12 m di altezza ed interdistanza di 30 m, allestiti con doppi proiettori LED e disposizione centrale, con potenze ed ottiche variabili in funzione della disposizione prescelta.</p> <p>Inserimento, corrispondenza delle rotatorie ed in altri punti di particolare scorrimento del traffico, mini torri faro da 16 m fuori terra, allestite con proiettori LED.</p> <p>Illuminazione in accento dell'area di sbarco individuata in corrispondenza dell'inizio del molo Alti Fondali, con un livello d'illuminamento di >50lux.</p> <p>La potenza elettrica impegnata dal fornitore passerà da 63KW a 27,7KW.</p> <p><u>Molo di Ponente e molo Teleferica:</u></p> <p>Installazione di 2 torri faro da 30 metri flangiate allestite con n.8 proiettori a led ciascuna, in analogia all'esistente e recente installazione di 3 torri analoghe che servono la viabilità verso il molo di Ponente.</p> <p>Sostituzione degli 8 proiettori a scarica da 1.000W della torre faro che serve lo svincolo all'incrocio con via Vespucci, con 8 proiettori led da 410W ciascuno.</p> <p>Installazione di proiettori su palo in posizione avanzata per le zone di attracco e di 2 torri faro affacciate ai piazzali, la PON4bis e la Pon5bis. L'attuale disposizione unilaterale delle 8 torri faro esistenti non consente di sfruttare appieno il flusso luminoso generato dai proiettori, potendo utilizzare solamente il fronte di 180° rivolto verso i piazzali di attesa d'imbarco. Inoltre vi è una distanza eccessiva dal bordo banchina e dalle due zone critiche di attracco dei traghetti di linea.</p> <p>La potenza elettrica passerà da 112,9KW a 46,3KW.</p> <p><u>Porto Industriale:</u></p> <p>Ripristino del sistema di illuminazione tramite torri faro, sostituendo le attuali con altrettante analoghe ma con installazione flangiata anziché ad infissione, con la realizzazione del cappello di protezione dagli agenti atmosferici dei proiettori e della corona mobile stessa ed integrandone il numero di aree di esclusiva viabilità per sostituire i sistemi d'illuminazione tramite apparecchi montati su palo, sia lungo il perimetro dell'area che lungo la viabilità principale e nel parcheggio a servizio dello stabile per uffici.</p> <p>Le torri faro installate saranno 18 e saranno dotate di proiettori a LED e le torri 3 – 5 – 6 – 8 – 9 che hanno il compito di servire le aree di sbarco, monteranno due proiettori d'accento.</p> <p>Le potenze elettriche totali passeranno da 148KW a 73,4KW.</p> <p><u>Opere comuni:</u></p> <p>Centralizzazione della gestione di tutto il sistema d'illuminazione, concentrata del Centro Tecnico dell'Autorità Portuale mediante impiego di un software dedicato.</p> <p>Risparmio sui consumi energetici: 116.787,39 €</p>	

Risparmio sui costi manutentivi: 111.276,18 €

Totale: 228.063,56 €

4.4.1.4 Porto di Portovesme

Riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione esterna del porto di Portovesme	
Luogo/ Localizzazione	Porto di Portovesme
Tipologia	Riqualificazione energetica
Importo (€)	348.000,00
Livello progettuale	Studio di fattibilità economico finanziario (2018)
Descrizione	
<p>Interventi di sostituzione degli apparecchi di illuminazione ed ammodernamento di alcune parti dell'impianto. Gli apparecchi esistenti non garantiscono i livelli di illuminamento e di uniformità prescritti dalla norma UNI EN 12464-2, mentre quelli proposti sono del tipo proiettori LED per grandi aree ed armature stradali LED.</p> <p><u>Opere impianto elettrico:</u></p> <p>Messa a norma dei quadri elettrici</p> <p>Verifiche delle condutture elettriche di distribuzione;</p> <p>Nuove condutture di alimentazione nuove torri faro zona molo B.</p> <p><u>Opere di sostituzione o nuova installazione apparecchi di illuminazione:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Sostituzione apparecchi di illuminazione zona molo A (torri faro TF_01 TF_02 TF_03) – Sostituzione apparecchi di illuminazione zona C (torri faro TF_04 TF_05) – Sostituzione apparecchi di illuminazione zona C (punti luce P_L01 PL_02); – Sostituzione apparecchi illuminazione zona molo B (torre faro TF_06); – Sostituzione apparecchi di illuminazione zona D (punti luce da PL_03 a PL_13); – Nuove installazioni proiettori su nuove torri faro zona molo B (da TF_07 a TF_11). <p><u>Opere di rimozione e/o installazione di nuovi sostegni:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Rimozione torri faro zona molo B (torri faro TF_07 TF_08); – Installazione nuove torri faro zona molo B (torri faro da TF_07 a TF_011); – Nuovo paranco elettrico carrellato; – Rimozione sostegni zona D (da PL_14 a PL_19); – Manutenzione sostegni (da PL_1 a PL_13). <p><u>Opere edili:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Nuova realizzazione di blocchi di fondazione zona molo B (torri faro TF_07 TF_08) <p>Stima dei consumi</p> <p>Stato di fatto: 164.463kWh/anno</p> <p>Proposta progettuale: 124520 kWh/anno</p> <p>Differenza: -39.943 kWh/anno</p>	

Interventi di messa in sicurezza e manutenzione del porto di Portovesme	
Luogo/ Localizzazione	Porto di Portovesme
Tipologia	Messa in sicurezza e manutenzione
Importo (€)	105 878,31
Livello progettuale	Definitivo Esecutivo (2018)
Descrizione	
<p>Le lavorazioni previste possono riassumersi nei seguenti punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> – <u>Sostituzione dei vetusti corpi illuminanti esistenti</u> con nuovi proiettori a tecnologia LED. Con la sostituzione dei corpi illuminanti si riesce ad ottenere un discreto livello di illuminamento orizzontale, pari a circa 30 lux in tutta l'area di studio, con buoni valori di uniformità se si escludono le zone poste ai margini. Con un successivo intervento si potrebbe incrementare il numero dei corpi illuminanti fino ad ottenere valori medi di 50 lux, come richiesto dalla norma UNI EN 12464-2:2014 per i luoghi di lavoro in esterno in ambito portuale. – <u>Rimozione e rifacimento dei collegamenti elettrici dalla dorsale di alimentazione principale fino ai singoli corpi illuminanti.</u> Il rifacimento dell'impianto elettrico delle torri faro consente di eliminare tutte le possibili fonti di dispersione verso terra e verso la massa metallica della torre e i possibili cortocircuiti, evitando di conseguenza l'intervento degli interruttori magnetotermici differenziali, garantendo condizioni di sicurezza. – <u>Revisione dei quadri di protezione e comando.</u> 	

4.4.1.5 Porto di Oristano

Progetto generale della "LUCE" del Porto di Oristano	
Luogo/ Localizzazione	Porto Canale di Oristano
Tipologia	Adeguamento e riqualificazione
Importo (€)	21.700,00
Livello progettuale	Piano di consistenza degli impianti (ottobre 2018)
Descrizione	
<p><u>Gli obiettivi del progetto generale sono:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Contenimento dei consumi di energia elettrica, privilegiando tipi di sorgenti luminose ad elevata efficienza ancorché accettabili sotto il profilo cromatico; – Razionalizzazione della gestione e della manutenzione degli impianti. <p><u>Attraverso le seguenti azioni:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Adozione progressiva e generalizzata di lampade del tipo a LED e salvo situazioni diverse e ben circostanziate; – Adozione di sistemi di alimentazione unificati, standardizzati in poche tipologie di base, – Definizione di un Piano di gestione che permetta di razionalizzare gli interventi, contenendo i costi senza pregiudicare il livello quantitativo e qualitativo del prodotto finale. <p>Interventi di riqualificazione ed adeguamento dell'impianto:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Manutenzione torre faro n°12; – Sostituzione completa dei quadri elettrici Q2 e Q3; 	

- Verifica e sostituzione alimentatori nelle torri faro 3, 7 e 9;
- Manutenzione delle linee delle torri faro 21 e 22.

4.4.1.6 Tutti i porti dell'AdSP Mare di Sardegna

Proposta di Partenariato Pubblico Privato per l'affidamento del servizio di energia elettrica degli impianti di illuminazione pubblica e degli immobili, del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti di condizionamento, idrico e sanitario e dei gruppi antincendio del patrimonio tecnologico dell'AdSP del Mare di Sardegna	
Luogo/ Localizzazione	Porti di: Cagliari, Golfo Aranci, Portovesme, Oristano, Porto Torres, Olbia, Golfo Aranci, Santa Teresa di Gallura.
Tipologia	Efficientamento energetico
Importo (€)	Valore complessivo dell'investimento: 4.793.584 +IVA Canone annuale complessivo: 1.470.893,20
Livello progettuale	Studio di fattibilità tecnico economica
Proponente	ENGIE Servizi S.p.A.
Descrizione	
<p>Attraverso il ricorso ad un Partenariato Pubblico Privato, la società Engie Servizi ha sottoposto alla AdSP una candidatura per la concessione dei seguenti servizi:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Servizio Energia Pubblica illuminazione per tutte la Aree Portuali della Sardegna di competenza dell'AdSP del Mare di Sardegna – Servizio di Energia Elettrico degli edifici – Servizio di manutenzione degli impianti di condizionamento, antincendio e idrico sanitari. <p>Durata della concessione: 20 anni dalla data di consegna degli impianti</p> <p><u>Risultati attesi:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Gli interventi di riqualificazione ed ottimizzazione energetica studiati per l'illuminazione pubblica delle Aree Portuali porteranno risparmi pari al 53% con una riduzione dei consumi pari a 2.781.636 kWh.; – Gli interventi di riqualificazione ed ottimizzazione energetica studiati per gli edifici porteranno risparmi pari al 13%, con una riduzione dei consumi pari a 42.000kWh. <p>Interventi proposti:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Adeguamento normativo degli impianti; – Riqualificazione tecnologica ed ammodernamento degli impianti attraverso l'installazione di armature stradali con una tecnologia più recente; – Ottimizzazione energetica, attraverso l'installazione di lampade a LED adeguate ed a dispositivi "Smart" di regolazione del flusso luminoso. – Incremento del livello di servizio, garantendo i livelli di illuminamento e di efficienza ed uniformando le tecnologie installate 	

Servizio di gestione, manutenzione ordinaria del servizio di illuminazione portuale, lavori di manutenzione straordinaria e adeguamento normativo del sistema di illuminazione dei porti di Olbia Golfo Aranci Cocciani e Porto Torres.	
Luogo/ Localizzazione	Porto di: Olbia, Golfo Aranci, Cocciani, Porto Torres.
Tipologia	Appalto per manutenzione ordinaria e straordinaria, Efficientamento energetico
Importo (€)	1.367.702,33
Livello progettuale	Progetto Esecutivo (maggio 2016)
Durata contratto	36 mesi
Descrizione	
<p><u>Attività da eseguire:</u></p> <p>Servizio elettrico</p> <ul style="list-style-type: none"> – Manutenzione ordinaria e programmata secondo le indicazioni e la frequenza indicata nel Capitolato Prestazionale <p>Servizio cancellata</p> <ul style="list-style-type: none"> – Manutenzione ordinaria integrale programmata – Pronto intervento – Manutenzione straordinaria – Smaltimento Rifiuti – Anagrafica tecnica e gestione <p>Gli interventi presso l'impianto illuminotecnico del porto di Olbia, Cocciani del 2015 sono andati nella direzione di un utilizzo di proiettori a tecnologia tradizionale ma con maggiore efficienza illuminotecnica, passando da proiettori a 1000w a proiettori a 600w ma con una efficienza energetica pari o superiore ai proiettori da 1000w. L'impianto di illuminazione portuale del porto di Golfo Aranci verrà dotato di proiettori a LED che consentiranno di avere benefici ambientali con la riduzione dei consumi di energia elettrica che trova diretta corrispondenza nella riduzione dell'inquinamento atmosferico in termini di abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂, NO_x e SO₂, ovvero una riduzione di Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) avente il seguente fattore di conversione: 1 TEP=5.347,59 KWh 1KWh= 0,187x10⁻³ TEP.</p> <p>L'efficientamento energetico nel porto di Golfo Aranci presenta, inoltre, delle ricadute in termini di abbattimento dei costi di manutenzione ordinaria dovuto alla lunga durata delle sorgenti a LED stimata in circa 100.000h per cui mediamente se ne prevede una minore sostituzione rispetto a quelle a tecnologia tradizionale che hanno durata di circa 2000 h. Proprio in relazione a questo obiettivo è indirizzato dell'Ente un percorso volto a individuare la migliore integrazione fra la tecnologia a LED in grado di garantire gli elevati standard di sicurezza per i lavoratori e i passeggeri, nonché l'ottemperanza alle prescrizioni di security ISPS in ambito portuale. Con il presente progetto di servizio dell'impianto di illuminazione si prevede la sostituzione dei proiettori a tecnologia tradizionale con proiettori a tecnologia LED nei porti di Olbia, Cocciani, e Porto Torres al fine di ottemperare alla normativa di settore per un maggiore efficientamento energetico e un risparmio conseguente in termini economici. In particolare si provvederà alla sostituzione di proiettori a tecnologia tradizionale con proiettori maggiormente efficienti e proiettori a LED seguendo in particolare quanto citato nel DM del Ministero dell'Ambiente del 23</p>	

dicembre 2013 relativamente alle caratteristiche dei proiettori.

Stato di fatto:

- KW TOTALI: 192,6
- Ore medie di accensione annuali: 4.100
- Assorbimento annuo KWH:868.626,0
- Costo Medio Energia in Euro: 0,18
- Importo Bolletta: 156.3525,7
- Rendimento apparecchio: 50%

Proposta 1 proiettore LED 451 watt.

- KW TOTALI: 105,5
- Ore medie di accensione annuali: 4.100
- Assorbimento annuo KWH: 475.958,3
- Costo Medio Energia in Euro: 0,18
- Importo Bolletta: 85.672,2
- Rendimento apparecchio: 78%.

RISPARMIO ANNUO: 70.680,2.

Progetto GESTA	
Luogo/ Localizzazione	<i>Cagliari;</i> <i>Portovesme;</i> <i>Oristano;</i> <i>Olbia;</i> <i>Golfo Aranci;</i> <i>Porto Torres.</i>
Tipologia	Project financing
Importo	Canone (iva esclusa): <ul style="list-style-type: none"> - 1°anno: 1.904.287,25 - 2°anno: 3.127.500 - 3°anno: 1.904.287,25 Investimento totale (iva esclusa): € 5.737.355,00
Livello progettuale	Proposta
Proponente	Gesta S.p.a.; Tepor S.p.a.
Descrizione	
<p>Riqualificazione ed efficientamento energetico, adeguamento normativo, gestione e fornitura dei vettori energetici per impianti di illuminazione di proprietà della AdSP.</p> <p>Interventi proposti</p> <p>Sostituzione corpi illuminanti delle Torri Faro >600W:</p> <p>Totale 491 + 4 fari:</p> <p><u>Cagliari:</u></p>	

- Porto Canale
- Porto Storico

Portovesme:

Olbia:

- Isola Bianca
- Isola Bianca Fari alloggi
- Porto Interno- Molo Brin

Porto Torres:

- Molo di Ponente

Sostituzione corpi illuminanti delle Torri Faro <600W:

Totale 593

Cagliari:

- Porto Canale
- Porto Storico

Portovesme:

Porto Torres:

- Porto Commerciale

Sostituzione corpi illuminanti delle armature stradali:

Totale 303

Cagliari:

- Porto Storico

Portovesme:

Olbia:

- Isola Bianca

Golfo Aranci:

- Porto Commerciale;
- Porto Pescherecci.

Sostituzione torre faro completa di corpi illuminanti per mancanza di certificazioni

21 torri complete di 180 corpi illuminanti

Installazione torre faro completa di corpi illuminanti per insufficiente illuminamento

Progetto PortoTorres

Ricertificazione torre faro e verifica strutturale fondazione

163 torri faro

Sistema monitoraggio impianto illuminazione esterna

Tutti i siti

Con l'intervento proposto si stima una riduzione dei consumi, pari a circa 2000000 di kWh.

4.4.2 *Analisi degli interventi dell'AdSP in relazione all'illuminazione delle zone portuali*

La Tabella 4.1 riporta i valori relativi ai risultati attesi dalla realizzazione delle opere di efficientamento energetico che l'AdSP del Mar di Sardegna ha dichiarato come progetti programmati nell'ambito della Relazione Tecnica "Progetto di Fattibilità".

In particolare, gli interventi in oggetto prevedono il relamping del parco luci installando tecnologie a led in sostituzione delle precedenti tecnologie e la ristrutturazione degli impianti ad oggi esistenti nell'ambito dei diversi porti di cui all'AdSP del Mar di Sardegna. Detti interventi coinvolgono i porti di Olbia, Porto Torres, Cagliari (sia porto canale che porto storico), Oristano e Portovesme. Nel complesso la realizzazione del progetto determinerà una riduzione dei consumi elettrici da 5,24 GWh a 2,46 GWh post intervento con una riduzione complessiva pari al 53%.

Tabella 4.1: Risultati attesi - Opere di efficientamento energetico – IP⁸⁶

Porto	Consumi ante kWh	Consumi post kWh	Risparmi %
Olbia	658.703,00	325.970,00	51%
Porto Torres	1.602.871,00	760.899,00	53%
Cagliari - porto canale	881.811,00	329.250,00	63%
Cagliari - porto storico	1.553.801,00	629.053,00	60%
Oristano	301.840,00	268.496,00	11%
Portovesme	243.618,00	147.340,00	40%
Totale	5.242.644,00	2.461.008,00	53%

4.4.3 *Analisi degli interventi previsti dall'AdSP in relazione all'illuminazione di Portovesme*

Attraverso l'analisi del documento di "Riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione esterna del Porto di Portovesme" (Documento di fattibilità delle alternative progettuali) commissionato nel 2018 dall'AdSP alla società SOE (Sud Ovest Engineering Srl) è stato possibile esaminare le schede di rilievo di cui agli impianti di illuminazione esistenti nelle aree portuali di Portovesme rilevanti per l'AdSP. L'esame delle suddette schede di rilievo mostrano come la potenza massima totale degli apparecchi di illuminazione presenti nelle zone interessate dall'ipotesi di intervento (zone A-B-C-D) sia pari a circa 37.378 W; considerando un tempo di accensione pari a circa 4400 ore all'anno si ottiene pertanto un consumo elettrico annuo pari a circa 164.463 kWh.

Gli apparecchi di illuminazione proposti nella nuova soluzione progettuale avranno una potenza massima pari a 28.302 W, considerando sempre un tempo di accensione pari a 4400 ore, si ipotizza un consumo annuo pari a 124.520, determinando quindi un'efficienza pari a circa il 24%. Si evidenzia come, a causa dell'inefficienza dell'impianto di illuminazione esistente che non soddisfa i requisiti della normativa UNI EN 12464-2, non può essere effettuato un raffronto alla pari tra stato di fatto e proposta progettuale (

Tabella 4.2).

Tale intervento, secondo quanto riportato dalle AdSP, comporterebbe un costo di 348.000 €, suddiviso in "lavori a corpo" di entità pari a 270.000 € e "somme a disposizione" pari a 78.000 € (Tabella 4.3) e l'ipotesi formulata consiste nella messa a norma dei quadri elettrici, nella verifica delle condutture elettriche di distribuzione, nell'inserimento di nuove condutture di alimentazione delle torri faro, nello specifico nella zona molo B, nella sostituzione degli apparecchi di illuminazione con nuovi proiettori LED 4000K simmetrici 514 W 59473 lm CRI70, aventi efficienza luminosa pari a 116 lm/W.

⁸⁶ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

Tabella 4.2: Analisi soluzione progettuale nel porto di Portovesme⁸⁷

Stato attuale
Potenza massima totale delle zone A - B - C - D
33.738 W
Tempo di accensione annuo
4.400 h
Consumo annuo attuale
164.463 kWh
Stato dell'arte impianto esistente
Non soddisfa i valori della norma UNI EN 12464-2 "Illuminazione luoghi di lavoro all'aperto"
Soluzione progettuale
Potenza massima totale delle zone A - B - C - D
28.302 W
Tempo di accensione annuo
4.400 h
Consumo annuo previsto
124.520 kWh
Criteri di valutazione
<i>CAM (Criteri Minimi Ambientali); PAN-GPP (Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi della pubblica amministrazione); COM 397-2008 (Comunicazioni su Consumo e Produzione Sostenibile); COM 400-2008 (GPP, Green Public Procurement).</i>
Inquadramento normativo
Rispetto della norma UNI EN 12464-2
Efficientamento dell'impianto
24%

Tabella 4.3: Quadro economico finanziario nel porto di Portovesme⁸⁸

Quadro economico finanziario	
Descrizione	Importi
Lavori a corpo soggetti a ribasso	€ 226.000,00
Oneri della sicurezza non soggetti a ribasso	€ 4.000,00
Sommario lavori a corpo	€ 270.000,00
Spese tecniche	€ 27.000,00
Spese tecniche per integrazioni specialistiche	€ 3.000,00
Incentivo per funzioni tecniche	€ 5.400,00
Imprevisti	€ 5.000,00
Altre spese generali	€ 4.000,00
Iva 10% sui lavori	€ 27.000,00
Iva 22% su spese tecniche e altre spese	€ 6.600,00
Sommario somme a disposizione	€ 78.000,00
Totale progetto	€ 348.000,00

⁸⁷ Fonte: "Riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione esterna del Porto di Portovesme" (Documento di fattibilità delle alternative progettuali), AdSP Mar di Sardegna, 2018

⁸⁸ Fonte: "Riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione esterna del Porto di Portovesme" (Documento di fattibilità delle alternative progettuali), AdSP Mar di Sardegna, 2018.

Inoltre, tra le opere di rimozione e/o installazione dei nuovi sostegni emergono la rimozione e la sostituzione di alcune torri faro, con un posizionamento ed una numerosità più efficiente ed efficace, l'installazione di un nuovo paranco elettrico correlato, la rimozione di alcuni sostegni, nello specifico nella zona D dell'area esaminata, che attualmente risultano danneggiati, guasti e compromessi. Tra le opere edili invece rientrano la realizzazione di nuovi blocchi di fondazione della zona molo B (Tabella 4.4).

Tabella 4.4: Interventi di sostituzione nel porto di Portovesme⁸⁹

Interventi di sostituzione	Zona A - molo A (nuova destinazione attracco traghetti)	Zona B - molo B (attracco navi mercantili)	Zona C - ingresso automezzi e guardia costiera	Zona D - stradale pedonale zona
Lampade LED 450 W	12 pezzi	n.a.	12 pezzi	n.a.
Lampade LED 250 W	-	n.a.	8 pezzi	n.a.
Tonnellate di CO2 risparmiate	19,17 ton/anno			

4.4.4 **Analisi degli interventi previsti dall'AdSP in relazione all'illuminazione ad Oristano**

Con specifico riferimento al porto di Oristano, dall'esame del documento "Progetto Generale della Luce del Porto di Oristano", Allegato A "Relazione tecnica e consistenza degli impianti" e Allegato E "Relazione tecnica e illustrativa – Tabella costi" è stato possibile identificare gli interventi di adeguamento e di riqualificazione del sistema elettrotecnico proposti dall'AdSP nell'ottobre del 2018.

In particolare, la Tabella 4.5 riporta i costi connessi ai suddetti interventi.

Tabella 4.5: Riepilogo costi degli interventi di adeguamento di riqualificazione del porto di Oristano⁹⁰

Tabella riepilogativa costi degli interventi di adeguamento di riqualificazione			
Descrizione	Intervento	Ubicazione intervento	Costo
<i>Intervento: Manutenzione sostegni metallici</i>	1	Piazzale Porto di Oristano	€ 200,00
<i>Intervento: Sostituzione quadri elettrici e linee</i>	2	Piazzale Porto di Oristano	€ 15.000,00
	3	Piazzale Porto di Oristano	
<i>Intervento: Manutenzione apparecchi illuminanti</i>	4	Piazzale Porto di Oristano	€ 4.500,00
			€ 21.700,00

4.4.5 **Analisi degli interventi previsti dall'AdSP in relazione all'illuminazione a Porto Torres**

Con riferimento alle aree portuali di cui a Porto Torres, nell'ambito del documento "Lavori di manutenzione straordinaria e recupero degli impianti di illuminazione del porto di Porto Torres", realizzato per l'AdSP del Mar di Sardegna nell'aprile del 2019, vengono proposti alcuni interventi funzionali a incrementare il livello di efficienza complessiva del sistema di illuminazione attraverso il passaggio dall'impiego di lampade a ioduri metallici e vapori di sodio all'uso di tecnologie a LED. Gli interventi in oggetto riguardano il Porto Commerciale, il Molo teleferica, il Molo Ponente e il Molo ASI. Le aree interessate sono oltre 456.000 m². Gli interventi indicati, in particolare permettono risparmi in termini di consumi annui tra il 40% e il 50% nelle diverse zone considerate.

⁸⁹ Fonte: "Riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione esterna del Porto di Portovesme" (Documento di fattibilità delle alternative progettuali), AdSP Mar di Sardegna, 2018

⁹⁰ Fonte: "Progetto Generale della Luce del Porto di Oristano", Allegato E "Relazione tecnica e illustrativa – Tabella costi", AdSP Mar di Sardegna, 2018.

Tabella 4.6: Analisi efficientamento dei progetti nel Porto di Porto Torres⁹¹

	Porto commerciale	Molo teleferica	Molo ponente	Molo ASI
Area	130.925	25.255	118.785	181.220
kW stato attuale	63,00	16,60	96,30	148,00
kW post progetto	27,70	6,60	43,40	75,20
kWh stato attuale	252.000,00	66.400,00	385.200,00	592.000,00
kWh post progetto	110.800,00	26.400,00	173.600,00	300.800,00
Effienza	43,97%	39,76%	45,07%	50,81%
Tonnellate di CO ₂ risparmiate	67,78	19,20	101,57	139,78

4.5 REALIZZAZIONE DI DEPOSITI COSTIERI DI GNL NEI PORTI

4.5.1 Lo scenario Internazionale Europeo e nazionale

Nel 2014, il consumo mondiale di GNL è stato di circa 239 milioni di tonnellate. L'Asia è 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. 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. La capacità di rigassificazione di GNL oggi esistente a livello mondiale è pari a circa 1.000 miliardi di metri cubi. 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.

La domanda mondiale di GNL è stimata di circa 4,2 milioni di tonnellate nel 2020 e 7 milioni di tonnellate nel 2030.

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 ed il rifornimento delle navi.

Nella Tabella 4.7 sono riportate le infrastrutture GNL distribuite nel territorio europeo e le rispettive informazioni principali.

Tabella 4.7 Infrastrutture GNL in Europa⁹²

⁹¹ Fonte: Ns. elaborazione su dati AdSP del Mar di Sardegna

⁹² Fonte: ns. elaborazione su dati di gie Gas Infrastructure Europe

Porto	Nome	Stato	Operatore	Capacità di stoccaggio
Isle of Grain	National Grid LNG	Operativo		1000000
Rauma	Rauma LNG Terminal	In costruzione	AGA	10000
Santa Giusta (Oristano)	Oristano LNG Terminal	Pianificato	Edison	10000
Barcelona	Barcelona LNG Terminal	Operativo	Enagas	76000
Cartagena	Cartagena LNG Terminal	Operativo	Enagas	587000
Delimara	Malta Delimara LNG terminal	Operativo	ElectroGas	125000
Gibilterra	Gibraltar LNG terminal	In costruzione	Shell	5000
Huelva	Huelva LNG Terminal	Operativo	Enagas	619500
Milford Haven	Milford Haven LNG South Hook	Operativo	South Hook	775000
Aliaga	Aliaga Etki Neptune	Operativo	Etkiliman	145130
Ballylongford	Shannon LNG Terminal	Pianificato	ShannonLNG	200000
Gioia Tauro	Gioia Tauro (Calabria) LNG terminal	Pianificato	Medgas	640000
Klaipeda	FSRU Independence	Operativo		170000
Livorno	FSRU OLT Offshore LNG Toscana	Operativo		135000
Sagunto	Sagunto LNG Terminal	Operativo	Saggas	600000
Zeebrugge	Zeebrugge LNG Terminal	Operativo	Fluxys	386000
Bilbao	Bilbao LNG Terminal	Operativo	BBG1	450000
Dunkerque	Dunkerque LNG Terminal	Operativo		600000
Fos Cavaou	Fos Cavaou LNG Terminal	Operativo	FosmaxLNG	330000
Marmara Ereglisi (Turchia)	Marmara Ereglisi LNG terminal	Operativo	BOTAS	255000
Rotterdam	Gate terminal Rotterdam	Operativo		540000
Sines	Sines LNG Terminal	Operativo	REN	390000
Aliaga Izmir (Turchia)	Aliaga Izmir LNG Terminal	Operativo	Egegaz	280000
Gijn	Gijn (Musel) LNG Terminal		Enagas	300000
Krk Island	Krk Island LNG Terminal	Pianificato	LNGCroatia	720000
Milford Haven	Milford Haven Dragon LNG	Operativo	Dragon LNG	320000
Mugardos	Mugardos LNG Terminal	Operativo	reganosa	300000
Panigaglia	Panigaglia LNG terminal	Operativo	GNL Italia	100000
Porto Empedocle	Porto Empedocle LNG Terminal	Pianificato	Enel	320000
Porto Levante	Porto Levante LNG terminal	Operativo		250000
Revithousa	Revithousa LNG Terminal	Operativo	DESFA	130000
Swinoujscie	Swinoujscie LNG Terminal	Operativo	GAZsystem	320000
Fos-Tonkin	Fos-Tonkin LNG Terminal	Operativo	Elengy	80000
Gteborg	Gteborg LNG Terminal	Pianificato	Swedegas	25000

Hamina	Hamina-Kotka LNG Terminal	In costruzione	Energia	30000
Lysekil	Lysekil LNG Terminal	Operativo	Skangas	30000
Nynshamn	Nynshamn LNG Terminal	Operativo	AGA	20000
Omialj	Krk Island LNG Terminal	Pianificato	LNGCroati a	180000
Tahkoluoto	Tahkoluoto/ Pori LNG Terminal	Operativo	Skangas	30000
Tornio	Tornio Manga LNG Terminal	Operativo	Manga LNG	50000
Alexandroupolis	Alexandroupolis LNG terminal	Pianificato	Gastrade	170000
Barrow-in-Furness	Port Meridian LNG Terminal	In costruzione	PMeridian	170000
Brunsbttel	Brunsbttel LNG Terminal	Pianificato		
Cork	Corl LNG Terminal	Pianificato	NextDecad e	
Falconara	Falconara Marittima LNG terminal	Pianificato	API	150000
Gdynia	FSRU Polish Baltic Sea Coast	Pianificato	GAZSyste m	
Gvle	Gvle LNG Terminal	Pianificato		30000
Hadera (Israele)	Hadera Gateway LNG terminal	Operativo		138000
Kaliningrad	FSRU Kaliningrad	Operativo		174000
Kavala	Aegean See (Kavala) LNG terminal	Pianificato	DEPA	150000
Levan (Albania)	Eagle LNG terminal	Pianificato		230000
Malta	Malta LNG Terminal	Pianificato	energygov	
Mosjen	Mosjen LNG Terminal	Operativo	Gasnor	6500
Muuga (Tallinn)	Muuga Tallinn LNG Terminal	Operativo	Vopak	4000
Paldiski	Paldiski LNG Terminal	Pianificato	Baltigass	
Porto Canale (Cagliari)	LNG Terminal Cagliari	Pianificato	ISGAS	22000
Rostock	Rostock LNG Terminal	Pianificato		
Santa Giusta	Oristano LNG Terminal	Pianificato	IVIPetrol	9000
Santa Giusta	Oristano LNG Terminal	In costruzione	Higas	9000
Skulte	Skulte LNG Terminal	Pianificato		5000000000
Teesside	Teesside GasPort LNG Terminal	Operativo	Trafigura	
Montoir de Bretagne	Montoir-de-Bretagne LNG Terminal	Operativo	Elengy	360000

4.5.2 *Le principali caratteristiche del GNL*

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. Il GNL è ottenuto per liquefazione del Gas Naturale (GN). Quest' ultimo, destinato alla liquefazione viene purificato dai gas acidi e dagli idrocarburi pesanti, 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 GN, una volta purificato viene liquefatto a pressione atmosferica mediante raffreddamento fino a circa -160°C , occupando un volume circa 600 volte inferiore rispetto allo stato gassoso di partenza. In questo modo può essere più agevolmente stoccato e trasportato. 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. Il GNL, una volta rigassificato, torna ad essere, negli opportuni limiti di infiammabilità, un gas infiammabile.

La filiera del gas naturale liquefatto si articola in sintesi in quattro fasi principali:

1. Estrazione e produzione, mediante opportune procedure di rimozione delle impurità;
2. Liquefazione, attraverso il raffreddamento a -160°C ;
3. Trasporto in fase liquida, a bordo di navi metaniere;
4. Rigassificazione nei terminal che lo invieranno poi alla rete di distribuzione verso gli utilizzatori finali.

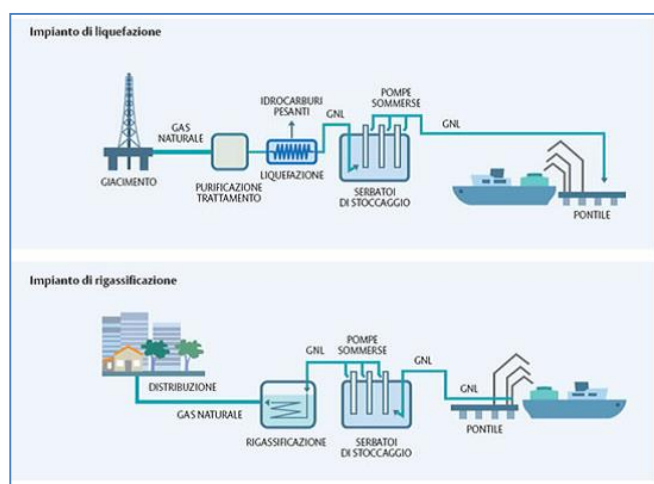


Figura 4.2 La filiera del GNL⁹³

Il GNL è un liquido criogenico incolore, inodore, non tossico, non corrosivo; viene trasportato e stoccato a temperatura criogenica e ha normalmente un contenuto di metano che varia dall'85 al 96 % in volume (il contenuto minimo in metano in riferimento alla norma tecnica UNI EN 1160 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto - Caratteristiche generali del gas naturale liquefatto", deve essere superiore al 75%). Il GNL ha una densità pari a circa metà rispetto a

quella dell'acqua, a contatto della quale può dare luogo ad una rapida transizione di fase (RPT) oppure galleggiare prima di vaporizzare; il GNL, come nube di vapore, produce un "effetto nebbia" per condensazione del vapore acqueo presente in atmosfera, la nube può diffondersi con possibilità di un innesco una volta raggiunto il campo di infiammabilità; come avviene per il gas naturale. Il GNL una volta disperso non lascia residui sulla terra o sull'acqua.

4.5.3 Il sito portuale del Porto Canale

Il Porto Canale di Cagliari, come descritto precedentemente, costituisce un importante nodo infrastrutturale del Parco Industriale di Cagliari. Esso si estende su una superficie di 435.000 m² originariamente occupata da saline e dallo stagno di Santa Gilla e comprende uno specchio acqueo di 3.000.000 m². Sono presenti 2 banchine e un totale di 7 accosti. Il terminal è specializzato nella movimentazione di containers. Data la sua posizione strategica rappresenta un fondamentale polo per il traffico merci destinato ai porti del Mediterraneo occidentale. La scelta di collocare l'impianto di stoccaggio all'interno del Porto Industriale di Cagliari si deve al fatto che tale area è stata individuata dal PRP come zona per impianti industriali strettamente collegati alle attività portuali. Quest'area risulta inoltre libera da vincoli di natura paesaggistica e non rientra in ZPS o SIC.

⁹³ <http://net-iris.it/settori/iris-gnl/>

4.5.3.1 La configurazione e la localizzazione della proposta di progetto del deposito

In sinergia con le direttive europee e nazionali sulla realizzazione di infrastrutture per combustibili alternativi (Direttiva 2014/94/UE e D.Lgs. 257/2016), e coerentemente con le linee guida del PEARS (Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna) e dell'Accordo di programma Quadro per la Metanizzazione della Sardegna, la Società ISGAS Energit Multiutilities S.p.A. intende realizzare un Terminal di GNL nel Porto Industriale di Cagliari (Porto Canale). Le coordinate geografiche del baricentro dell'area destinata all'impianto sono 39.215270 N, 9.084414 E (WGS 84).



Figura 4.3 Localizzazione dell'impianto ISGAS nel porto canale di Cagliari

La posizione del terminal godrà sia di una buona connessione stradale, con una distanza di circa 100 m dalla SS 195, sia della posizione strategica che la città di Cagliari occupa nel Mediterraneo. Il progetto individua la localizzazione del deposito in un'area che intercetta il tracciato delle reti di trasporto del gas GPL già esistenti dell'area vasta di Cagliari con l'obiettivo principale di garantire agli utenti civili e industriali della Sardegna la possibilità di utilizzare il gas naturale liquefatto come fonte energetica alternativa a quelle già presenti nell'isola. La configurazione dell'impianto prevede una struttura in banchina per la connessione e lo scarico del GNL delle navi metaniere, un sistema di tubazioni criogeniche per il trasporto del fluido verso l'impianto ed un sistema di stoccaggio pompaggio e rigassificazione. Il progetto ISGAS ha intrapreso la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale nel Giugno 2017 ed è in attesa del parere MIBACT. La data di avvio dei cantieri è prevista per Gennaio 2020 e si concluderà a Gennaio 2023.

4.5.3.2 Descrizione generale dell'impianto di deposito di GNL⁹⁴

Il progetto ISGAS mira a realizzare un terminal di GNL che possa garantire agli utenti civili e industriali della Sardegna la possibilità di utilizzare il gas metano come fonte energetica alternativa e che possa rappresentare un importante polo nel Mediterraneo per il rifornimento delle navi.

L'impianto previsto sarà suddiviso in 7 macro zone:

- Area di carico e scarico di GNL
- Area di stoccaggio e pompaggio;

⁹⁴ <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Info/1671>

- Area vaporizzatori;
- Area baie di carico delle autocisterne;
- Area gestione BOG;
- Area torcia;
- Area filtrazione, misurazione e odorizzazione.

Nella Tabella 4.8, vengono fornite le principali informazioni sulle caratteristiche dell'impianto.

Tabella 4.8 Progetto ISGAS, dimensioni dell'impianto.

Terminal ISGAS_Porto Canale di Cagliari	
Superficie totale del terminal [m²]	69.500
Numero serbatoi	18
Capacità di stoccaggio complessivo [m³]	22.068
Capacità di stoccaggio [m³/anno]	1.440.000
Tipologie attracchi per bunkering	Banchina all'interno del porto; Offshore per navi di dimensioni maggiori (oltre i 15.000m ³)
Portata massima di trasferimento dalle metaniere [m³/h]	1.000
Portata massima di bunkeraggio [m³/h]	250

4.5.3.3 Modalità operative del deposito di GNL

L'approvvigionamento del terminal sarà effettuato da navi metaniere di piccola taglia (capacità massima 15.000m³) che ormeggeranno in un'apposita banchina. Il GNL verrà poi trasferito ai serbatoi di stoccaggio dai bracci di carico. Per quanto riguarda la distribuzione, questa sarà prevista sia via mare che via terra. In quest'ultimo caso, essa potrà essere eseguita attraverso:

- l'immissione del gas nelle reti di distribuzione già esistenti nella città di Cagliari;
- autocisterne per la distribuzione nei sistemi off-grid.

Le autocisterne potranno essere caricate in maniera simultanea alle operazioni di scarico delle metaniere e a quelle di rifornimento delle navi (bunkering).

Il bunkering potrà essere svolto con tre differenti procedure operative:

- Truck-to-Ship
- Ship-to-Ship
- Pipeline-to-Ship

Il Terminal sarà caratterizzato da una struttura in banchina per la connessione e lo scarico del GNL dalle navi metaniere, un complesso di tubazioni criogeniche per il trasporto del fluido nella zona impianto, un sistema di stoccaggio, pompaggio, e rigassificazione del GNL. Nel Terminal saranno installati 18 serbatoi criogenici, 9 gruppi di pompaggio, 40 vaporizzatori ad aria ambiente (AAV) e una stazione per il filtraggio, la misura e l'odorizzazione del gas naturale propedeutica all'immissione nelle reti di trasporto.

4.5.4 Il sito portuale del Porto di Oristano.

Il porto Industriale di Oristano grazie all'importanza delle sue dimensioni e del suo ruolo è un porto considerato di rilevanza nazionale e rientra nella II Categoria della II Classe nella classificazione disposta con l'art. 36, comma 5, della Legge n. 166 del 01/08/2002. La sua ubicazione è da ritenersi strategica sulla rotta Suez-Gibilterra, nella moderna organizzazione dei traffici internazionali. L'approdo risulta protetto grazie alla posizione all'interno del golfo, e il canale navigabile con i suoi fondali di 11 metri consente

l'attracco di navi di grossa stazza. La contiguità all'agglomerato industriale permette inoltre allo scalo portuale di svolgere una duplice funzione che lo rende particolarmente elastico in termini di operatività e opportunità di utilizzo. Esso, da un lato svolge le funzioni di un moderno scalo commerciale e dall'altro svolge le funzioni di porto industriale per le imprese che si localizzano lungo il canale navigabile. Il Porto di Oristano, anche per queste sue caratteristiche, ha incontrato l'interesse di tre diverse società per la realizzazione di depositi costieri per l'approvvigionamento e la distribuzione del Gas Naturale Liquefatto. Nei paragrafi successivi verranno illustrate le caratteristiche principali dei tre impianti che si prevede verranno realizzati. Le aree che ospiteranno i terminal GNL sono conformi agli strumenti urbanistici vigenti e ricade in area identificata come "Zona D1: Grandi Aree industriali" per la quale non si riscontrano vincoli di natura paesaggistica o SIC e ZPS. I centri abitati più vicini alle aree individuate per la realizzazione degli impianti GNL sono quelli di Oristano e di Santa Giusta, posti rispettivamente a 3,1 e 6,5 km di distanza. Inoltre il porto gode di un ottimo livello di accessibilità stradale data la sua distanza di circa 5km dalla viabilità principale (SS 131).

4.5.4.1 La configurazione e la localizzazione delle proposte di progetto dei depositi

4.5.4.1.1 Il progetto Edison

La società Edison intende realizzare all'interno dell'area industriale del Porto di Oristano un terminal GNL di piccole dimensioni per il rifornimento delle utenze industriali e civili della Sardegna. Il progetto prevede l'implementazione di una filiera per il trasporto del GNL attraverso metaniere fino al terminale di ricezione e stoccaggio e la successiva distribuzione a mezzo di autocisterne e bettoline.



Figura 4.4 Localizzazione dell'impianto Edison nel porto di Oristano

L'area di ubicazione dell'impianto è situata all'interno del Porto di Oristano, in corrispondenza del Canale Sud. La superficie totale dell'area destinata al deposito è pari a 76.000m². Le coordinate del baricentro dell'area destinata all'impianto sono 39.860278, 8.568056 (WGS 84). Per quanto concerne l'iter autorizzativo, la procedura di VIA è stata conclusa. La data di avvio cantieri è prevista per il 2019 e i lavori avranno una durata pari a 18 mesi.

4.5.4.1.2 Il progetto HIGAS

La società HIGAS, si propone di installare nel porto di Oristano un deposito costiero di GNL di piccole dimensioni (9.000 m³). Il gas naturale verrà distribuito prevalentemente in forma liquida come combustibile per uso industriale, civile e navale e parzialmente come vapore per la fornitura alle reti gas già esistenti in zona. L'approvvigionamento di GNL verrà eseguito mediante metaniere di medie dimensioni.



Figura 4.5 Localizzazione dell'impianto HIGAS nel porto di Oristano

L'impianto sarà ubicato in aree interne al Porto, tra il Canale Navigabile Est ed il Canale Navigabile Sud, in un'area precedentemente dedicata all'ex-carbonile. La latitudine e la longitudine sono rispettivamente 39.860156, 8.559297 (WGS 84). Il deposito occuperà una superficie totale di 16 mila m². L'impianto HIGAS è attualmente l'unico, tra i depositi di GNL previsti in Sardegna, che ha intrapreso i lavori di costruzione. Ad Agosto 2020 è previsto l'arrivo della prima nave metaniera per l'approvvigionamento del GNL con la conseguente entrata in attività del terminal.

4.5.4.1.3 Il progetto IVI Petrolifera

La società IVI Petrolifera, che opera in Sardegna da oltre 30 anni nel settore dei prodotti energetici e petroliferi, prevede l'implementazione di una filiera che include l'approvvigionamento del GNL tramite navi metaniere, lo stoccaggio in impianto e la successiva distribuzione via terra mediante autocisterne e via mare tramite imbarcazioni (bettoline). La superficie occupata attualmente dal deposito è di circa 115.000 m². Il sito in progetto sarà ubicato ad Ovest dell'esistente deposito prodotti petroliferi e a Est della colmata, su di una superficie disponibile pari a circa 30.000 m². Nell'intorno dell'area di progetto sono presenti ulteriori realtà produttive e portuali e l'area destinata al deposito di GNL si trova nel corpo centrale del Porto Industriale di Santa Giusta a 0,8 km dal Golfo di Oristano in corrispondenza delle coordinate geografiche 39.870187 8.554492 (WGS 84). Allo stato attuale la società ha ottenuto il parere CTVA ed è in attesa del parere MIBACT. Si prevede l'inizio dei lavori entro il 2020 per una durata complessiva di 10 mesi.



Figura 4.6 Localizzazione dell'impianto IVI Petrolifera nel porto di Oristano

4.5.4.2 Descrizione generale degli impianti di deposito di GNL

4.5.4.2.1 Il progetto Edison⁹⁵

Il progetto prevede la realizzazione di un deposito costiero di GNL e dell'accosto per l'approvvigionamento di gas tramite navi gasiere di piccola taglia. La distribuzione del GNL avverrà: via mare per mezzo di imbarcazioni dedicate (bettoline); via terra per mezzo di autocisterne (autoarticolato con semirimorchio a 3 assi). Il deposito costiero sarà concettualmente suddiviso nelle aree funzionali di seguito elencate:

- area di attracco e trasferimento del GNL, che comprende le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessarie per il corretto trasferimento e la misurazione del GNL e del Boil Off Gas, o vapore/gas di ritorno, durante lo scarico delle metaniere ed il carico delle bettoline;
- area di deposito del GNL, che comprende i serbatoi criogenici di stoccaggio e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione, nonché la sala controllo per la supervisione e la gestione del deposito costiero;
- area di carico delle autocisterne, che comprende le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- area di gestione del BOG, che comprende i Motori a Combustione Interna per la generazione dell'energia elettrica a sola copertura degli autoconsumi d'impianto, i motori Stirling a ciclo inverso per la reliquefazione del BOG e la torcia di emergenza. Il GNL, scaricato dalle metaniere sarà inviato, tramite linea dedicata, ai serbatoi di stoccaggio orizzontali e a contenimento totale in pressione, in attesa della successiva distribuzione mediante autocisterne e bettoline.

Nella Tabella 4.9 vengono fornite le principali informazioni sulle caratteristiche dell'impianto.

⁹⁵ <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Info/1588>

Tabella 4.9 Progetto Edison, Dimensioni dell'impianto

Terminal Edison_ Porto di Oristano	
Superficie totale del terminal [m ²]	76.000
Numero serbatoi	7
Capacità di stoccaggio complessivo [m ³]	10.000
Capacità di stoccaggio [m ³ /anno]	250.000
Tipologie attracchi per bunkering	Off-shore
Portata massima di trasferimento dalle metaniere [m ³ /h]	1.000
Portata massima di bunkeraggio [m ³ /h]	250

4.5.4.2.2 Il progetto HIGAS⁹⁶

Lo scopo dell'impianto è quello di ricevere il GNL dalle metaniere, scaricarlo nello stoccaggio per essere poi successivamente utilizzato come combustibile industriale, terrestre e navale e parzialmente come gas distribuito nelle reti di gasdotti attualmente in fase di realizzazione. Il terminal HIGAS, è stato progettato per servire due tipologie di utenze:

Utenze liquide:

- Carico di GNL in autocisterne, per successivo trasporto capillare su gomma verso utenze industriali. Si prevede di effettuare il carico di una cisterna, da 50m³ di capacità, in circa 1h.
- Carico di GNL su Bunker vessel (BV), come combustibile ad utilizzo navale, attraverso una piccola nave metaniera (capacità: 1000÷1500m³), che preleva GNL dal deposito in oggetto per rifornire navi alimentate a GNL.

Utenze gas:

GN verso utenti finali: il GN verrà distribuito sia alle utenze limitrofe nella zona industriale, che alle potenziali utenze civili di Oristano.

Il deposito sarà costituito dalle seguenti componenti:

- Sistema di carico per ricevere il GNL dalle Carrier Vessels e per il successivo rifornimento alle navi, mediante la procedura operativa denominata Ship-to-Ship;
- Serbatoi di stoccaggio GNL, a pieno contenimento per una capacità complessiva di 9.00 m3 netti;
- Un Vapor Buffer Tank cilindrico, per il contenimento del BOG formatosi nella fase di caricazione e di normale gestione dell'impianto
- Un Liquid Buffer Tank cilindrico, per l'alimentazione delle utenze vapore, quando il BOG non è sufficiente a soddisfarle,
- Una Stazione di compressione per la gestione del BOG e l'invio di Gn alle utenze gas,
- Tre stazioni di pompaggio per l'invio di GNL alle postazioni di carico delle autocisterne, al liquid buffer tank ed al Vapor Buffer;
- Due treni di evaporazione/surriscaldamento per scaricare il GN alle utenze finali e alimentare il generatore di energia in caso di black-out;
- Un sistema di venting collegato con la torcia fredda necessaria in caso di emergenza;
- Una stazione di carico di GNL verso le autocisterne;
- Una stazione di scarico GN verso le utenze gas
- Un generatore elettrico con alimentazione a GN (generatore di emergenza)
- Una palazzina uffici, ove sarà situata la sala di controllo per il monitoraggio e la gestione dell'impianto in remoto.

La Tabella 4.10 riporta le principali informazioni sulle caratteristiche dell'impianto.

⁹⁶ Relazione tecnica, Progetto HIGAS Oristano

Tabella 4.10 Progetto HIGAS, Dimensioni dell'impianto

Terminal HIGAS_ Porto di Oristano	
Superficie totale del terminal [m ²]	16.000
Numero serbatoi	6
Capacità di stoccaggio complessivo [m ³]	9.000
Capacità di stoccaggio [m ³ /anno]	350.000
Tipologie attracchi per bunkering	Off-shore
Portata massima di trasferimento dalle metaniere [m ³ /h]	600
Portata massima di bunkeraggio [m ³ /h]	250

4.5.4.2.3 Il progetto IVI Petrolifera⁹⁷

Il deposito che IVI Petrolifera intende realizzare prevede la predisposizione delle aree e dei punti di connessione ai sistemi necessari per il trasferimento del GNL via terra su autocisterne e via mare mediante bettoline. L'impianto è composto dalle seguenti unità logiche:

- Unità 1: Bracci di Carico/Scarico GNL, Banchina;
- Unità 2: Condotta di Trasferimento dalla Banchina ai Serbatoi di Stoccaggio GNL;
- Unità 3: Serbatoi di Stoccaggio GNL;
- Unità 4: Pompe di Carico GNL;
- Unità 5: Sistema Reliquefazione;
- Unità 6: Torcia;
- Unità 7: Pompa di Carico Autocisterne;
- Unità 8: Pensilina di Carico Autocisterne.

La **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** riporta le principali informazioni sulle caratteristiche dell'impianto.

Tabella 4.11 Progetto IVI Petrolifera, Dimensioni dell'impianto

Terminal IVI Petrolifera_ Porto di Santa Giusta	
Superficie totale del terminal [m ²]	30.000
Numero serbatoi	9
Capacità di stoccaggio complessivo [m ³]	9.000
Capacità di stoccaggio [m ³ /anno]	60.000
Tipologie attracchi per bunkering	Off-Shore
Portata massima di trasferimento dalle metaniere [m ³ /h]	450
Portata massima di bunkeraggio [m ³ /h]	255

4.5.4.3 Modalità operative dei depositi di GNL

4.5.4.3.1 Il progetto Edison

L'approvvigionamento del GNL al deposito sarà reso possibile mediante navi metaniere di piccola taglia denominate mini LNG Carriers aventi una capacità compresa tra i 7.500 e i 15.000 m³.

La distribuzione via mare avrà luogo attraverso l'impiego di bettoline da circa 1.000 m³ secondo la procedura operativa Ship-to-Ship. La distribuzione via terra avverrà per mezzo di autocisterne che potranno essere caricate in maniera simultanea alle operazioni di scarico delle metaniere e di carico delle bettoline.

Il terminale è progettato per operare secondo quattro principali modalità:

- Operazioni di scarico metaniere;

⁹⁷ <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Info/1536>

- Operazioni di carico autocisterne;
- Operazioni di carico bettoline;
- Stoccaggio GNL in assenza di operazioni di carico e scarico;

4.5.4.3.2 Il progetto HIGAS

Higas ha deciso di dotarsi di una Bunker Vessel (BV), una nave di piccole dimensioni (bettolina) atta a rifornire navi propulse con GNL. Il rifornimento delle navi da parte della BV avverrà al di fuori del porto di Oristano secondo la modalità "Ship-to-Ship". Lo svolgimento delle operazioni di caricazione delle bettoline comporterà un tempo operativo attorno alle 10 ore. Il carico di GNL alle bunker vessel verrà effettuato attraverso il funzionamento di due pompe di rilancio che aspirano da un collettore posto in uscita dai serbatoi e, durante la marcia normale, inviano il GNL alla bettolina attraverso un braccio di carico. Per questa operazione verrà utilizzata la stessa linea di scarico della metaniera ma in controflusso. Il carico delle bunker vessel avverrà con portate di 160 m³/h e un sistema di equilibratura delle pressioni nell'impianto.

Il deposito HIGAS, verrà caricato da metaniere di capacità compresa tra i 5.000 e i 7.000 m³ con una frequenza di circa 2 -3 volte al mese. Il trasferimento del GNL ai 6 serbatoi criogenici di stoccaggio a terra viene effettuato mediante l'ausilio di pompe installate a bordo nave, il GNL stoccato nei serbatoi può essere poi inviato tramite pompe, sia verso la linea di caricamento delle bettoline, sia verso la stazione di caricamento autocisterne.

4.5.4.3.3 Il progetto IVI Petrolifera

Anche il terminal proposto da IVI Petrolifera mira a costituire un deposito di GNL per la sua successiva distribuzione via terra e via mare, rispettivamente mediante autocisterne di capacità di circa 50 m³ e mediante bettoline di capacità pari a 500 m³. Per il caricamento delle bettoline sarà prevista la possibilità di inversione del flusso (reverse flow) della linea di scarico GNL. Si prevede di distribuire via mare circa il 20% del GNL approvvigionato al deposito mentre il restante 80% sarà distribuito via gomma. Il deposito riceverà GNL da navi gasiere che scaricheranno il gas naturale allo stato liquefatto alla banchina di scarico. Le pompe della nave gasiera forniranno la prevalenza sufficiente per inviare il GNL ai serbatoi criogenici di stoccaggio. Il trasferimento del GNL, in particolare, sarà effettuato tramite un braccio di carico per la fase liquida. Il carico del GNL alle bettoline avverrà tramite il funzionamento di tre pompe di rilancio. Le pompe di rilancio aspireranno dai serbatoi e, durante la marcia normale, invieranno il GNL alla bettolina utilizzando in contro-flusso la stessa linea di scarico della metaniera. Saranno previste due baie di carico GNL su autocisterne. Le baie saranno alimentate da una delle tre pompe di trasferimento GNL.

4.5.5 **Il sito portuale del Porto di Porto Torres**

Nel 2016, il Consorzio Industriale della Provincia di Sassari (CIP) ha presentato una richiesta di parere di massima su un possibile rilascio di concessione demaniale marittima per la realizzazione di un deposito costiero di GNL con terminal di carico e scarico nave. L'iter è partito dal Comitato di Gestione dell'AdSP del Mare di Sardegna, che ha espresso il parere favorevole. Il CIP di Sassari ha acquisito il Progetto di fattibilità tecnico economico, il Rapporto Preliminare di Sicurezza e il finanziamento da parte del MISE per la fornitura e la messa in opera di tre bracci di carico e scarico e l'avvio dell'iter procedurale per la creazione di un ulteriore impianto a Porto Torres. Il deposito costiero avrà una capacità di stoccaggio pari a 10.000m³ e sarà localizzato nel polo industriale del porto di Porto Torres.

5 DEFINIZIONE DELLE STRATEGIE DI PIANO

5.1 **NORMATIVA ATTUALE E NUOVA PROPOSTA DI COMUNITÀ ENERGETICA**

In seguito allo sviluppo delle tecnologie di produzione (sia da fonte fossile che da rinnovabile) di energia elettrica, calore e biogas distribuite in piccola e media potenza, le comunità energetiche sono diventate uno strumento di aggregazione di utenti/produttori locali di estrema attualità per la gestione efficiente e condivisa di sistemi energetici. Unendosi alla comunità, i partecipanti godono anche di guadagni di aggregazione sotto forma di tariffe di rete ridotte che dipendono dalla struttura dei costi di installazione rinnovabile, dall'entità dell'effetto di aggregazione e dai costi di coordinamento e, soprattutto, dalle regole di condivisione prescelte, in base alla quale l'intera comunità energetica è stabile.

Programmare la costituzione di una "Comunità Energetica" su tutta l'area portuale può essere una valida azione per migliorare la gestione energetica del porto in grado di integrare l'autoproduzione (da fossile e da rinnovabile) e di sviluppare servizi energetici a più basso costo agli operatori portuali e alle navi (ad esempio il "cold ironing").

La Comunità Energetica è ben definita nell'Articolo 2 della **direttiva (UE) 2019/944**: «*comunità energetica dei cittadini*»: **un soggetto giuridico che:**

- a) *è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri 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 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.*

Naturalmente questo tipo di struttura "collettiva" necessita di una organizzazione gestionale in grado di aggregare i vari soggetti giuridici che la costituiscono e operare la struttura energetica costituita.

In generale non vi sono particolari limitazioni a costituire una Comunità Energetica in grado di operare i diversi vettori energetici ad eccezione del vettore elettrico: per quest'ultimo la direttiva (UE) 2019/944 prevede una serie di indicazioni che devono essere recepite dagli Stati Membri i quali, a loro volta, devono provvedere a regolamentare la materia. In particolare gli arti 6 e 16 (riportati di seguito) specificano alcune condizioni anche per le Comunità Energetiche.

Articolo 6 "Accesso a 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.

- 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.

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 contabilizzino 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.*

5.1.1 Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)

In Italia, per il vettore elettrico, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA, precedentemente AEEGSI) ha già da tempo preso in considerazione la regolamentazione di possibili sistemi aggregati ed ancora sono in corso ulteriori aggiornamenti, l'ultimo è la "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 ha introdotto nel 2017, mediante le proprie delibere 276/2017/R/eel e 894/2017/R/eel, numerose novità per le configurazioni impiantistiche che prevedono l'alimentazione, all'interno di un'area nella disponibilità di un certo soggetto e a valle del suo punto di connessione alla rete pubblica (Point of Delivery, POD), di unità di consumo afferenti a soggetti di natura giuridica distinta. In questi casi, piuttosto **usuali nei contesti portuali** così come nei comuni centri commerciali, il soggetto a cui è intestato tale POD preleva dalla rete pubblica l'intero fabbisogno energetico dell'area e riconsegna parte di esso alle unità di consumo sottostanti, ai sensi delle più svariate forme di accordo commerciale (implicita ricomprensione nel canone di uso/affitto, canone energetico forfettario esplicito, applicazione ai volumi rilevati da un proprio contatore interno "a defalco" di un prezzo pattuito fra le parti, ...).

Con le citate delibere, l'ARERA ha innanzitutto chiarito che:

- per Unità di Consumo (UC) si intende l’“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”;
- l’UC corrisponde di norma a un’**unità immobiliare**, così come definita dalle norme in materia catastale e dotata di propria autonomia funzionale e reddituale; è possibile aggregare più unità immobiliari in un’unica unità di consumo, nei soli casi particolari previsti nell’art.1 comma oo) del Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi dell’ARERA (TISDC, Del. ARERA 539/2015/R/eel), che regola i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) e gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusa (ASDC)**.

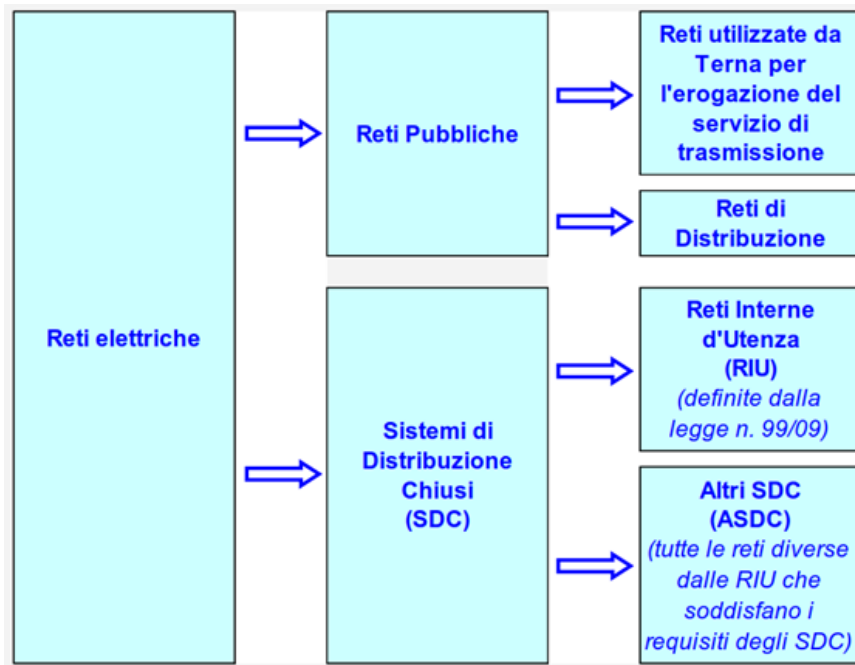
L’ARERA è intervenuta stabilendo che tali configurazioni impiantistiche **non sono più ammissibili** in quanto implicano la presenza, all’interno dell’area di soggetto terzo, di utenti “nascosti” alla visibilità del sistema elettrico pubblico e, in quanto tali, non soggetti all’applicazione delle quote fisse e di potenza delle tariffe di trasporto; non sfuggirà, infatti, che il POD primario necessita di un impegno di potenza inferiore alla somma di quelli associati ai singoli utenti sottesi, per ovvie considerazioni di non contemporaneità delle loro punte di prelievo nell’arco della giornata.

In questi casi, la normativa in vigore prevede due sole possibilità alternative:

1. l’**emersione di ogni cliente nascosto** tramite auto-dichiarazione entro il giugno 2018 al distributore territorialmente competente, alla quale seguirà l’assegnazione di un proprio POD fisico (contatore con contatto fisico diretto con la rete elettrica pubblica esterna, mediante linea dedicata che bypassi la rete del gestore dell’area) o più realisticamente di un POD virtuale (installazione in loco di un contatore del distributore, che permetta all’unità di consumo di pagare ogni componente di rete, nonché di scegliere a proprio arbitrio un qualunque fornitore di energia, esattamente come se fosse fisicamente connessa alla rete pubblica esterna). In questo secondo caso, ovviamente, dal volume energetico mensile risultante dal contatore installato sul POD esterno vengono sottratte tutte le letture dei contatori interni, ai fini di una corretta imputazione al gestore dell’area dei soli oneri di sua competenza.
2. il riconoscimento dell’intera area, in esito a una specifica istanza da presentare all’ARERA, come **“Sistema di Distribuzione Chiuso (SDC o ASDC)”**.

Nella programmazione l’Autorità portuale terrà conto di questa opportunità.

Gli SDC sono reti elettriche che distribuiscono energia elettrica all’interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, al netto di particolari eccezioni espressamente previste, non riforniscono clienti civili. Tali reti, nella titolarità di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, **sono sistemi elettrici 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 il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate**. L’insieme dei SDC è individuato dall’Autorità ed è suddivisibile in Reti Interne di Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC): le RIU sono reti industriali esistenti al 2009 e connesse alle reti pubbliche di alta e altissima tensione; gli ASDC sono le altre reti esistenti al 2009 che rispettano la definizione di SDC. Di seguito uno schema esplicativo.



Vale la pena sottolineare che il riconoscimento del ruolo di SDC:

- non ha solo il vantaggio di evitare l'emersione degli utenti nascosti, ma anche quello di poter scambiare liberamente, all'interno dell'area e fra i vari soggetti che su di essa insistono, energia autoprodotta e autoconsumata in loco *senza che ad essa vengano applicati gli ingenti oneri generali di sistema* tipici del prelievo dalla rete;
- assegna tuttavia al gestore del SDC una parte dei compiti tecnici e burocratici propri di un vero e proprio concessionario del servizio di distribuzione dell'energia su rete pubblica, non ultimo l'**obbligo** di connettere alla sua rete tutti gli utenti che lo richiedono, secondo quanto meglio dettagliato nel TISDC (art.10).

Nel caso specifico delle **reti portuali**, la già citata delibera 19 dicembre 2019 558/2019/R/eel, in maniera esplicita, concede a porti e aeroporti un anno di tempo per far emergere tutti i propri utenti nascosti, oppure farsi qualificare come ASDC

Pur non sottovalutando la complessità associata al ruolo di gestore di un SDC, **è una delibera che apre anche a porti e aeroporti la possibilità di creare una "comunità energetica" che includa il vettore elettrico, visto che all'interno di un SDC è possibile il libero scambio di energia elettrica anche fra utenze afferenti a ragioni sociali distinte.**

Inoltre, nel confermare con forza la propria competenza anche su reti appartenenti a soggetti (pubblici o privati) che, non essendo concessionari del servizio di distribuzione, non esercitano "reti con obbligo di connessione di terzi", l'ARERA supera il concetto di "reti private" e di "reti pubbliche".

È utile riportare di seguito alcune parti della delibera 558/2019/R/eel a supporto di quanto affermato.

“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 aeroportuali 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 connettabili", 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 riportat

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;"*

5.1.2 Azioni da sviluppare.

Con l'obiettivo di costituire una "Comunità Energetica" è prioritario **costituire una società senza fini di lucro** (come indica la direttiva europea) (la scelta struttura giuridica va naturalmente vista con un commercialista o altro esperto del settore in relazione anche alla compatibilità con le strutture giuridiche dei soci), **definire il soggetto gestore e le regole di condivisione della Comunità**. Se si esclude il vettore elettrico, non c'è nessun vincolo operativo.

Se la società costituita intende trattare anche il vettore elettrico occorre che si si faccia qualificare come ASDC. Quindi:

- far emergere i clienti nascosti "non di processo" chiedendo al Distributore territorialmente competente l'assegnazione di POD virtuali e l'installazione dei relativi dispositivi di misura, ai sensi dell'art.9.2.bis del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi dell'ARERA (TISDC, Del.539/15/R/eel/All.A)
- nel caso di più punti di connessione con la rete del Distributore, procedere a modifiche impiantistiche che permettano l'alimentazione dell'area da un solo punto di connessione con la rete esterna
- procedere contestualmente a far qualificare l'area come Altro Sistema di Distribuzione Chiuso, secondo le istruzioni del relativo testo integrato dell'ARERA (TISDC, Del.539/15/R/eel/All.A); si ricorda che a tal fine è necessario dimostrare l'esistenza di un legame di processo fra tutte le ragioni sociali coinvolte (tranne quelle già fatte emergere tramite l'assegnazione di un POD virtuale) e va identificato un soggetto gestore dell'ASDC
- dimostrare che tra tutti i soggetti partecipanti vi sia continuità territoriale,
- verificare che il soggetto gestore abbia in concessione tutta la rete di distribuzione dell'energia elettrica che connette i soggetti partecipanti,
- a questo punto sarà possibile cominciare a gestire l'intera area come "comunità energetica" anche per il vettore elettrico, definendo regole condivise di libero scambio dell'energia (anche elettrica, grazie alla qualifica ASDC) fra i vari soggetti costituenti; da un punto di vista elettrico, questi accordi dettaglieranno innanzitutto le modalità di selezione del fornitore associato al prelievo di energia dalla rete del distributore, la relativa fatturazione e i criteri di ripartizione degli oneri corrispondenti fra i partecipanti alla comunità. Inoltre la comunità potrà gestire in forma aggregata e autonoma varie risorse di generazione locale; in particolare, l'autoproduzione elettrica di un soggetto interno

all'area, quando eccedentaria rispetto ai propri fabbisogni, potrà essere automaticamente assorbita da altri soggetti interni all'ASDC (ai sensi delle predette regole di remunerazione dell'energia), senza che questi debbano pagare i corrispondenti costi di trasporto sulla rete di trasmissione e distribuzione esterna, né i relativi oneri generali afferenti al sistema elettrico; nel caso in cui la somma delle autoproduzioni interne sia eccedentaria rispetto al complesso dei carichi dell'ASDC, questo potrà cedere le proprie eccedenze al Distributore da un punto di vista fisico, e al GSE o ad altro soggetto dal punto di vista commerciale, ai sensi della normativa vigente.

5.2 SVILUPPO DELL'AMP (COLD IRONING)

Alternate Maritime Power (conosciuta anche come "cold ironing") è una misura per ridurre l'inquinamento atmosferico prodotto dai gruppi di generazione di energia elettrica a bordo delle navi, che utilizzano combustibili derivati dal petrolio, quando quest'ultime stazionano in porto. La misura consiste nella sostituzione della produzione di energia elettrica a bordo per l'alimentazione dei carichi elettrici con una connessione alla rete elettrica di terra disponibile in banchina.

L'energia fornita da terra può provenire da gruppi di generazione siti nell'are portuale o dal sistema elettrico che alimenta la città portuale.

Ad esempio, le navi che attraccano al porto di Los Angeles o in altri porti della California sono tenute a portare il motore al minimo (funzionamento a basso carico) e trasferire la fonte di alimentazione a una base di terra. Ciò consente alla nave di spegnere i suoi gruppi di generazione, riducendo in tal modo il rumore e l'inquinamento atmosferico.

5.2.1 Profili normativi rilevanti in relazione al cold ironing

Nell'attuale contesto internazionale contraddistinto dalle crescenti preoccupazioni che originano dai rischi connessi al riscaldamento globale e dagli ormai evidenti cambiamenti climatici, il comparto marittimo-portuale, anche in ragione degli stimoli provenienti dal mutato quadro normativo e istituzionale di riferimento sta cercando di individuare strategie di riduzione dell'impatto ambientali che originano dalle operations e dalle attività che hanno luogo nelle aree portuali e nelle acque costiere.

Sotto questo profilo, tra le diverse soluzioni "green" o a "impatto zero", sia a livello internazionale che su scala sovranazionale si stanno diffondendo molteplici soluzioni tecnologiche finalizzate alla riduzione delle esternalità negative in ambito portuale. Tra queste potrebbe costituire un'interessante opportunità per alcuni dei porti di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna, il ricorso a interventi di elettrificazione delle banchine mediante la pratica del cold ironing, anche nota come "Alternative Marine Power System" (AMP system), "shore to ship power supply" (STS system) o ancora *onshore power supply* (OPS system).

Tale tecnica risulta finalizzata ad alimentare i sistemi ausiliari delle navi durante la loro sosta in machina senza ricorrere al diesel (notoriamente i carburanti impiegati dalle navi nell'ambito di questo tipo di operazioni risultano altamente inquinanti) bensì attraverso elettricità fornita da terra.

Notoriamente, in assenza di un sistema di elettrificazione della banchina, la generazione di energia elettrica a bordo per la nave che si trovi in sosta in porto presso la stessa, viene realizzata attraverso gruppi elettrogeni composti da un generatore accoppiato a un motore diesel oppure a una turbina a gas o a vapore. Da questo punto di vista, la scelta in merito alla specifica modalità di generazione di energia elettrica a bordo dipende da molteplici considerazioni di carattere tecnico ed economico che considerano congiuntamente la velocità del motore o il livello di consumo: di norma il ricorso a turbine a gas è preferibile quando siano richieste velocità più elevate, mentre l'impiego di motori diesel appare la scelta più adatta quando la finalità consiste nel garantire consumi più contenuti.

Sebbene durante la sosta in banchina i *main engine* (ovvero i motori per la propulsione navale) vengano normalmente spenti dopo le operazioni di manovra e vengano impiegati i motori ausiliari (*auxiliaries systems*) che, ai sensi della Direttiva 2005/33/CE, vengono alimentati con combustibili a basso tenore di

zolfo (LSFO⁹⁸), le attività che sono realizzate all'interno delle navi durante queste fasi e le relative utenze determinano elevati consumi energetici e contestualmente, in ragione dei vettori energetici impiegati, anche pesanti impatti sull'ambiente e sulla comunità locale residente nelle aree retrostanti al porto. Detti motori ausiliari, infatti, devono assicurare la continuità di una pluralità di servizi di bordo in relazione all'illuminazione, al riscaldamento, al raffrescamento e all'erogazione di acqua calda oltretutto all'espletamento delle operazioni di movimentazione dei carichi e di quelle funzionali all'imbarco/sbarco di passeggeri.

La pluralità delle operazioni richiamate, ovviamente, determina consumi consistenti di carburanti o altri combustibili per l'alimentazione dei motori ausiliari, genera fumi di scarico (prevalentemente CO₂, SO_x, NO_x, composti organici volatili, particolato atmosferico, ecc.), produce rumori e può determinare vibrazioni significative all'interno della nave con ripercussioni negative per i passeggeri e il personale. Sotto questo profilo, a titolo esemplificativo, si consideri che, secondo i dati forniti dallo Studio Ecofys, una nave da crociera che installa una potenza complessiva di 12 MW, oltre a generare elevate emissioni in termini di CO₂, emette durante una sosta in porto pari a 8 ore 1,2 t di NO_x, che corrisponde alle emissioni di 10.000 auto in transito tra Parigi e Berlino, nonché 30 kg di PM, che corrisponde alle emissioni di 10.000 auto in transito tra Parigi e Berlino.

Nel complesso, quindi, le modalità tradizionali di alimentazioni delle navi in porto determina impatti negativi non solo per l'ambiente ma anche per la salute dei marittimi e dei lavoratori portuali, dei passeggeri e dei residenti nelle aree retrostanti al porto.

La pratica nota come "*cold ironing*", pertanto, rappresenta una soluzione tecnologica particolarmente utile al fine di ridurre le esternalità pocanzi richiamate, poiché garantisce l'abbattimento delle emissioni e degli inquinanti generati durante la sosta in porto e contribuisce al miglioramento della qualità dell'aria non solo nelle zone portuali in cui vengono svolte le operazioni portuali in esame ma anche nelle aree retroportuali e urbane.

Questo tipo di intervento, quindi, appare interessante particolarmente interessante in relazione a porti caratterizzati da un elevato numero di toccate-nave, soprattutto con riferimento a traffici navali che richiedano lunghe soste in porto, e in relazione a nodi portuali ubicati in prossimità di aree cittadine come meglio si avrà modo di approfondire nelle successive sezioni del presente documento.

Prima di esaminare nel dettaglio le specificità che contraddistinguono detta tecnologia e valutare le soluzioni operative effettivamente disponibili sul mercato, appare opportuno esaminare il quadro normativo e regolamentare applicabile al cold ironing.

In particolare, gli standard a livello internazionale sono costituiti dalle normative tecniche per la realizzazione degli impianti di cold ironing e in particolare da:

- IEC / ISO / IEEE 80005-1, Alimentazione Shore-to-ship in Alta Tensione ("Utility Connection in port-High Voltage Shore Connection (HVSC) System – Requisiti Generali").
- IEC / ISO / IEEE 80005-2, Protocollo di comunicazione.
- IEC / ISO / IEEE 80005-3, Alimentazione Shore-to-ship in Bassa Tensione.

Più nel dettaglio, il sistema shore-to-ship richiamato nelle norme IEC 80005 è quello riportato nella Figura 5.1.

⁹⁸ Con LSFO si intende il Low Sulphur Fuel Oil, ossia tutti quei combustibili pesanti ma a basso contenuto di zolfo (inferiore all'1%); inoltre, rispetto all'MGO, richiede di essere scaldato per consentirne l'utilizzo.

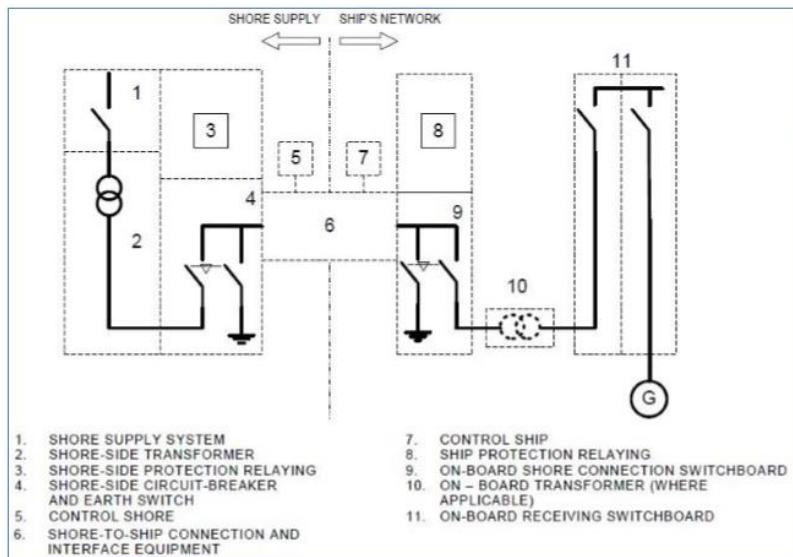


Figura 5.1. Sistemi di cold ironing: applicazione degli standard globali (Fonte: IEC / ISO / IEEE 80005-1.)

Alle suddette norme IEC/ISO si aggiunge la IEC 62613-1&2, che esamina gli standard relativi alle spine, alle prese di uscita e agli accoppiatori lato nave per quanto concerne i sistemi di alimentazione elettrica da terra (HVSC systems). Detti standard stabiliscono i requisiti necessari a garantire la sicurezza delle *shore connections* ad alta tensione e la compatibilità nelle connessioni nave-terra.

Vale appena il caso di evidenziare come, al fine di massimizzare non solo la diffusione di navi che utilizzano il cold ironing, ma anche la presenza di porti dotati di impianti ed equipment atti a servire le medesime adeguatamente, a livello europeo, la raccomandazione della Commissione Europea n. 339/2006, esamina gli elementi e gli strumenti che costituiscono un sistema OPS (*onshore power supply*), e promuove l'utilizzo dell'elettricità erogata da terra per il rifornimento delle navi ormeggiate nei porti comunitari.

5.2.2 Caratteristiche salienti della tecnologia

La pratica del cold ironing, come precedentemente accennato, è volta a consentire alle navi di spegnere i motori mentre sono ormeggiate in porto, collegandole ad una fonte di alimentazione a terra (cfr. Figura 5.2). Il carico della nave, quindi, viene trasferito alla fornitura di potenza a terra senza interruzione dei servizi di bordo, consentendo altresì una drastica riduzione delle emissioni inquinanti connesse alle utenze richiamate.



Figura 5.2. Sistema di elettrificazione delle banchine: schema tecnico base di funzionamento.

Le diverse soluzioni tecnologiche ad oggi esistenti possono prevedere modalità di connessione a terra differenziali: ogni nave può essere infatti essere predisposta per prelevare il 100% dell'alimentazione dalla banchina o una frazione (spesso nell'ordine del 50% del carico effettivo). In questo modo, le operazioni di carico/scarico della nave e il mantenimento a bordo di tutti i servizi per i passeggeri vengono assicurate nonostante la nave si trovi in ormeggio a motori spenti.

I sistemi di elettrificazione della banchina prevedono, in particolare, il collegamento della nave alla banchina per mezzo di un cavo, paragonabile ad una prolunga proveniente da terra, al fine di fornirle l'energia necessaria all'arresto dei motori ausiliari. Le soluzioni ad oggi esistenti sul mercato possono essere distinte in tre categorie se si considerano il tipo di operazioni richieste per assicurare la connessione tra l'asset nave e il sistema di elettrificazione a terra (cfr. Figura 5.3):

- Navi portacontainer che necessitano di potenza in quantità solitamente comprese tra i 2 e i 12 MW): vengono prevalentemente impiegate soluzioni che richiedono avvolgitori meccanizzati a bordo con collegamento manuale.
- Scambi di energia in quantità inferiori (<1 MW): prevedono l'impiego di operazioni manuali per la gestione di cavi e connettori.
- Navi da crociera di grandi dimensioni (con potenza richiesta >12 MW): è necessario l'impiego di supporti meccanizzati e la movimentazione del cavo avviene mediante su connettori fino alle prese di corrente della nave tramite un collegamento manuale.



Figura 5.3. Sistemi di elettrificazione della banchina: soluzioni specifiche per tipologie di terminal e relative navi in ormeggio (Fonte: ANIE, 2019)

A partire dal 2009, con l'introduzione della soluzione PLUG (*Power Generation in Loading & Unloading*), tecnologia di alimentazione a terra completamente automatizzata, risulta infatti agevolato il lavoro dell'equipaggio durante le operazioni nella fase di aggancio: una volta ormeggiata la nave, il personale si limita a far scivolare sul lato della nave una trave a cui è collegata la presa di corrente.

Nel dettaglio, i sistemi di cold ironing o *Alternative Marine Power System (AMP)* si compongono del seguente equipment:

- Avvolgicavo a bordo nave: ha l'obiettivo di recuperare eventuali allentamenti derivanti dai movimenti della nave (riavvolgendosi per pochi secondi ogni 2-3 minuti).
- Reel control centre & pendant (struttura di controllo della bobina): box in cui è racchiuso il quadro elettrico per il controllo del funzionamento della bobina e relative operazioni.
- AMP connection box: posizionato in banchina, consente il collegato dei cavi di terra provenienti dall'altra estremità della bobina.
- Pannello lato terra: necessario alla ricezione di energia elettrica proveniente dalla rete elettrica nazionale, a cui si congiungono i cavi per convogliare l'energia elettrica e, dal quale si ramificano i cavi di potenza per la distribuzione di energia in banchina.
- Trasformatore di bordo dell'energia elettrica da alta a bassa tensione, verso il *main switch board*: strumento di conversione richiesto in ragione del fatto che la corrente erogata a terra ha una

frequenza di 50 Hz, mentre le navi spesso sono progettate per impiegare frequenze a 60 Hz (il problema spesso non si pone con riferimento ai sistemi di illuminazione e riscaldamento, ma sussiste con riferimento alle attrezzature a motore come pompe o gru).

- Main Switch Board (MSB): strumento per la sincronizzazione rispetto all'alimentazione di terra.
- Pannello di controllo dell'AMP: finalizzato al controllo, monitoraggio e supervisione delle condizioni del sistema AMP.
- Fibra ottica: in alcuni sistemi AMP, quest'ultima si trova all'interno del cavo di connessione al fine di fornire comunicazioni/conessioni di qualità tra le apparecchiature e i componenti che costituiscono il sistema AMP complessivo.



Figura 5.4: Sistema di connessione elettrica nave-banhcina Crediti: Hans Hillewaert / wikipedia.org

I sistemi elettrici di bordo delle navi hanno tensioni e frequenze diverse che, spesso, riflettono l'area e/o l'anno di costruzione. Di seguito le tabelle delle norme IEC che indicano i valori normalizzati a livello internazionale.

Tabella 5.1: Valori raccomandati di tensione nominale di sistemi navali in c.c., secondo la IEC 60092-201.

Tipo di carico da alimentare	Tensione nominale V
Potenza	110, 220
Cucine, riscaldamento	110, 220
Illuminazione, prese a spina	24, 110, 220

Tabella 5.2: Valori raccomandati di tensioni e frequenze nominali di sistemi navali in c.a., secondo la IEC 60092-201.

Applicazione	Tensione nominale V	frequenza nominale Hz
Apparecchi di potenza, riscaldamento e cottura permanentemente connessi all'alimentazione	Trifase:	Trifase:
	120	50, 60
	230	50, 60
	400 440	50 60
Apparecchiature con accoppiamento presa-spina con sistema di messa a terra permanente o attraverso contatto presa-spina	690	50, 60
	3 000/3 300	50, 60
	6 000/6 600	50, 60
	10 000/11 000	50, 60
Monofase e trifase	Monofase:	Monofase:
	120	50, 60

	230	50, 60
illuminazione - Monofase	120 230	50, 60 50, 60
sistemi con accoppiamento presa-spina quando sono necessarie particolari precauzioni contro la folgorazione (entrambi i conduttori dovranno essere isolati da terra) - Monofase	24 120 230	50, 60 50, 60 50, 60

Le tensioni massime disponibili a bordo sono in proporzione alla potenza dei carichi elettrici installati (più alte per potenze più grandi), la frequenza del vettore elettrico di bordo più frequentemente utilizzata è il 60Hz, ma per le navi che svolgono principalmente attività nei mari europei è spesso utilizzato il 50Hz (generalmente perché le apparecchiature di bordo costano meno).

Quanto esposto per i sistemi elettrici di bordo in termini di frequenza e tensione costituisce un primo ostacolo nel decidere il sistema elettrico di terra che aumenta di costo e si complica notevolmente se si vuole dare un servizio universale. Quindi per ridurre i costi e semplificare i sistemi di terra i porti che hanno adottato l'AMP hanno, normalmente, scelto una sola tensione e una sola frequenza: la scelta più diffusa è stata 6600V, 60Hz.

La Figura 5.5, con una immagine pittorica, mette in evidenza la struttura di un sistema AMP.

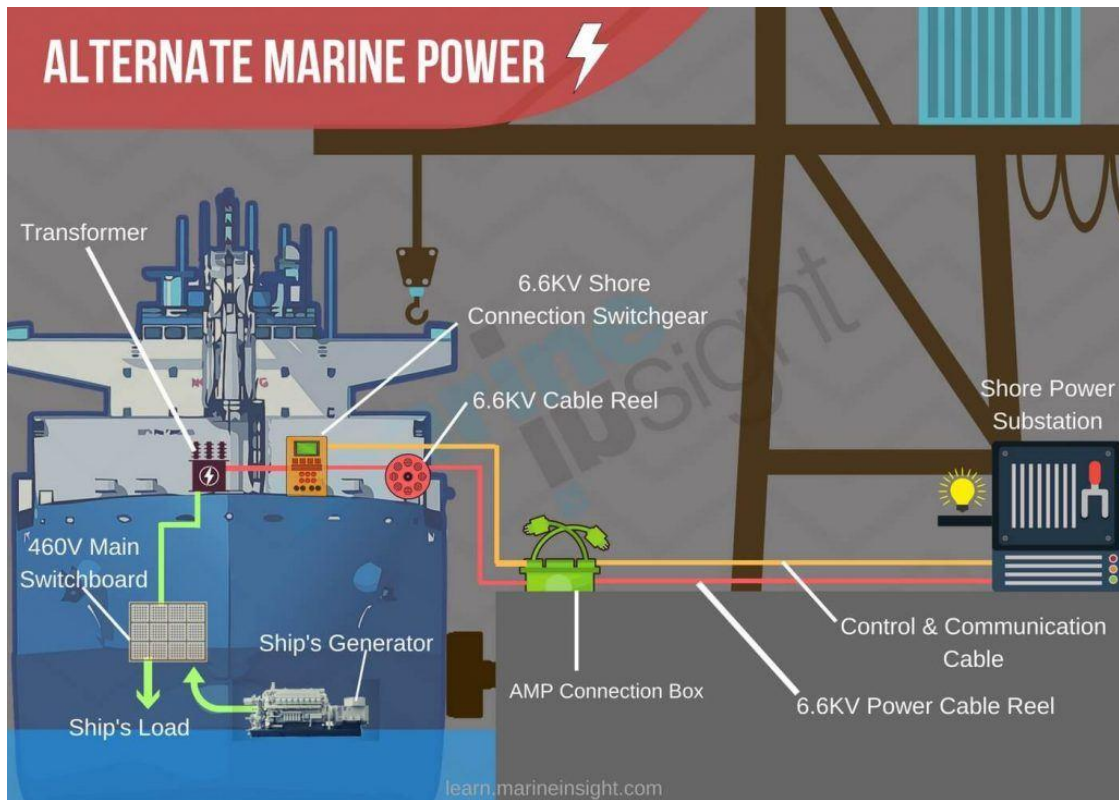


Figura 5.5: Schema AMP

Componenti principali di un sistema AMP sono: avvolgi cavo, quadro di connessione a terra, sottostazione (cabina) di alimentazione di terra, cabina elettrica di bordo con eventuale trasformatore, riduttore di tensione, quadro generale di bordo per l'alimentazione dei carichi e per effettuare il parallelo con il generatore di bordo.

5.2.2.1 Avvolgicavo

Il sistema avvolgicavo è l'elemento principale e più critico di un sistema AMP. Esso è costituito da un sistema contenente un aspo avvolgitore/svolgitore controllato montato a bordo nave, progettato per gestire i cavi elettrici che collegano la nave ad una fonte di alimentazione terrestre quando ormeggiata in un porto. Nella maggior parte dei casi i cavi fungono da condotti per l'energia elettrica e la comunicazione in fibra ottica. Con i cavi collegati, la bobina avvolgicavo, automaticamente mediante il proprio controllo, agisce in modo da recuperare il gioco dovuto ai movimenti della nave per effetto del moto ondoso e del vento. Più in dettaglio:

- **Cavi:** i cavi fungono da condotti per l'energia elettrica e le comunicazioni in fibra ottica. Sono progettati specificamente per essere avvolti in modo da avere alta flessibilità, alta resistenza alla trazione e alta resistenza alla sollecitazione chimica dell'ambiente marino.
- **Aspo:** viene utilizzato per raccogliere i cavi durante la navigazione e per renderli disponibili al collegamento a terra. Il diametro interno del tamburo viene selezionato per soddisfare i requisiti minimi di raggio di curvatura del cavo e per garantire una relazione ottimale tra coppia di avvolgimento e trazione del cavo. Il diametro esterno del tamburo viene selezionato per garantire che l'intera lunghezza del cavo possa essere ospitata.
- **Guida:** la guida funge da percorso relativamente privo di attrito per i cavi tra il tamburo e il lato della nave. È costituito da un numero di rulli con un raggio maggiore del raggio di curvatura minimo consentito del cavo.
- **Collettori:** permettono la continuità elettrica tra il cavo rotante e l'impianto di bordo.
- **Sistema di controllo idrodinamico:** è un riduttore che incorpora una frizione con regolazione della coppia a bagno d'olio.

5.2.2.2 Quadro di connessione a terra

È la struttura in cui è possibile effettuare la connessione tra i cavi calati dall'avvolgicavo e la rete elettrica di terra.

5.2.2.3 Quadro generale di bordo

Permette la connessione del sistema AMP alla rete elettrica di bordo e la sincronizzazione, mediante un'operazione automatica o manuale, con l'alimentazione a terra senza causare blackout.

5.2.2.4 Procedura di connessione/ disconnessione AMP

La connessione/disconnessione deve essere operata secondo precise sequenze a partire dalla verifica della funzionalità di tutte le operazioni di emergenza e con nave ormeggiata. Queste operazioni sono effettuate **con personale a bordo e a terra in comunicazione** anche quando l'energizzazione della connessione e il parallelo con il generatore di bordo sono operate da un sistema automatico.

5.2.2.5 Punti di forza e di debolezza dell'AMP.

5.2.2.5.1 Ambientale

Come indicato nell'introduzione, Alternate Maritime Power è una misura per ridurre l'inquinamento atmosferico prodotto dai gruppi di generazione di energia elettrica a bordo delle navi che stazionano in porto e utilizzano combustibili fossili, in particolar modo i derivati del petrolio. Le emissioni inquinanti a livello locale sono i particolati, gli SOx, gli NOx, e quelle acustiche, mentre per l'emissione di CO₂ (cioè di un gas climalterante) la riduzione dipende dal tipo di sistema di produzione che alimenta la rete elettrica di terra.

La riduzione dell'inquinamento si verifica solo quando la nave è ormeggiata. Quando la nave entra, manovra e esce dal porto non potendo utilizzare l'AMP non ci sono riduzioni delle emissioni inquinanti.

5.2.2.5.2 *Economico*

Occorre in primo luogo tener conto degli investimenti necessari sia per realizzare gli impianti lato terra che per quelli lato nave. A titolo di esempio per dare un ordine di grandezza i costi per attrezzare la nave sono di circa 400-500 k€ e per attrezzare le banchine dell'ordine delle decine di milioni di Euro, ovviamente variabili in relazione al numero di banchine attrezzate e alla potenza disponibile in porto. Per i sistemi di grande potenza (decina di MW) occorre costruire una stazione in alta tensione e, complessivamente per tutto il sistema di terra, gli spazi disponibili per realizzare il sistema possono essere un vincolo non sempre facilmente superabile.

Un importante limite all'uso dell'AMP è il prezzo dell'energia elettrica fornita dal sistema di terra a quello della nave: se questo è maggiore o uguale al costo di produzione a bordo non ci sarà interesse all'uso dell'AMP, salvo che non ci sia un obbligo imposto dall'Autorità Portuale.

5.2.3 *Le differenti applicazioni tecnologiche*

Tanto premesso, esistono differenti soluzioni tecnologiche per il cold ironing che vengono solitamente sviluppate in ragione del tipo di terminal in cui l'impianto viene installato e in ragione del tipo di asset navale di cui deve essere assicurata l'alimentazione da terra durante la sosta in banchina. Sotto questo profilo, le principali caratteristiche tecniche dell'impianto che devono essere considerate sono:

- a. la tensione o il voltaggio a cui viene fornita l'energia elettrica alla nave in banchina;
- b. il picco di energia massima ovvero il massimo consumo di energia (max power consumption) che può essere soddisfatto dall'impianto;
- c. la frequenza dell'energia elettrica fornita;
- d. il numero di prese/cavi per la connessione da terra a nave;
- e. la diponibilità onboard o onshore dei trasformatori;
- f. le eventuali criticità riconducibili al layout dell'impianto a terra e dell'impianto di connessione lato nave che possono rendere più o meno complesse le operazioni di cold ironing;
- g. il tipo di profilo di carico che può essere di tipo controllato o "non controllato";
- h. le protezioni richieste nell'ambito delle operazioni condotte;
- i. il costo di gestione del sistema di cavi per la connessione.

La realizzazione di questo tipo di interventi invero presenta significativi benefici ambientali dal punto di vista dell'abbattimento delle esternalità che originano dalla sosta in porto di diverse tipologie navali, con riferimento ai diversi profili già richiamati e, in particolare:

- riduzione delle emissioni di CO₂ connesse all'impiego di carburanti o combustibili tradizionali (o anche a basso contenuto di zolfo) per l'alimentazione dei motori ausiliari durante la sosta in porto;
- riduzione delle emissioni di SO_x connesse all'impiego di carburanti/combustibili tradizionali per l'alimentazione dei motori ausiliari durante la sosta in porto;
- riduzione delle emissioni di NO_x connesse all'impiego di carburanti/combustibili tradizionali per l'alimentazione dei motori ausiliari durante la sosta in porto;
- riduzione dei composti organici volatili e particolato atmosferico connessi all'impiego di carburanti/combustibili tradizionali per l'alimentazione dei motori ausiliari durante la sosta in porto;
- eliminazione dei rumori e delle vibrazioni.

Tabella 5.3. Impianti di cold ironing: caratteristiche tecniche necessarie in base al tipo di nave in banchina da alimentare⁹⁹

Caratteristiche	Tipo di imbarcazione				
	RORO/Traghetto	Container	Nave da crociera	LNG / Tanker FSU / FPSO	Cantiere navale / Marina militare
					
Tensione	11 kV o Bassa Tensione	6,6 kV	6,6 & 11 kV	6,6 kV	6,6 kV, 11 kV o Bassa Tensione
Massimo consumo di Energia Max Power consumption	6,5 MVA	7,5 MVA	16/20 MVA	Approx. 10 MVA	Caso per caso
Frequenza Frequency	60 & 50 Hz	60 Hz principalmente	60 Hz principalmente	60 Hz	50 & 60 Hz
Prese/cavi (per connessione)	1	2	4+1	2/3	Caso per caso
Trasformatori	Onboard	Onshore	Onshore	Onshore	Caso per caso
Layout	Non critico	Critico	Critico	Critico	Non critico
Profilo di carico	Parzialmente controllato	Parzialmente controllato	Flat profile	Non controllato	Caso per caso
Selettività delle protezioni	Critico	Non critico (se P=7,5 MVA)	Critico	Caso per caso	Caso per caso
Sistema di gestione dei cavi	Costo medio	Costo basso	Costo alto	Costo medio	Caso per caso

Fonte: ANIE, 2019

I benefici in termini di riduzioni dell'impatto ambientale, per essere stimati in modo puntuale, tuttavia, con specifico riferimento ai diversi porti di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna richiederebbero la puntuale conoscenza dei seguenti profili tecnici:

- ubicazione degli impianti (porto);
- asservimento degli impianti (terminal);
- tipologie specifiche di navi da alimentare mediante sistema di cold ironing (tipo di asset nave);
- numero di toccate nave per tipologia nave e consumi medi durante la sosta in porto;
- tipologia di carburante/combustibile precedentemente impiegato da ciascuna delle tipologie di nave precedentemente alimentate mediante mantenimento in operatività dei motori ausiliari.

Benché i benefici ambientali riconducibili a questa soluzione tecnologica siano ben noti rendendo la stessa un'opzione di intervento particolarmente adatta al perseguimento delle finalità di cui al DEASP dell'AdSP del Mar di Sardegna, è necessario evidenziare anche il sussistere di talune criticità non trascurabili che contraddistinguono ad oggi l'impiego di questa opzione all'interno del sistema portuale nazionale e in particolare di quello sardo. Sotto questo profilo le principali problematiche connesse alla realizzazione di impianti di cold ironing in ambito portuale e alla diffusione di questa soluzione tecnologica per l'alimentazione di diverse tipologie di navi in banchina possono essere così sintetizzate:

- Max power consumption: Diverse tipologie di navi, in ragione della dimensione, del tipo di attività svolte durante la sosta in porto, del numero di persone a bordo e complessivamente dei consumi elettrici richiesti, complessivamente risultano ad oggi non alimentabili mediante questo tipo di soluzione in quanto richiederebbe potenze installate troppo elevate per soddisfare i consumi massimi di energia richiesta. Si pensi sotto questo profilo al caso delle grandi navi da crociera un

⁹⁹ Fonte: ANIE, 2019

numero di passeggeri che può superare le 6.000 unità e oltre 2.000 membri della crew: per soddisfare la richiesta di energia riconducibile alle relative utenze per 8/10 ore in porto può richiedere agevolmente una generazione di energia elettrica superiore ai 20 megawatt, il che determina criticità evidenti rispetto alla capacità degli impianti a terra.

- Compatibilità in termini di frequenze: le diverse tipologie di navi, in base al tipo di attività svolte durante la sosta in banchina, o in ragione delle specifiche tecniche dei sistemi elettrici e dell'equipment a bordo, possono richiedere 220 volt a 50 Hz o a 60 Hz oppure 110 volt a 50 Hz. A seguito di ciò la distribuzione di energia può variare da 440 volt fino a 11 chilovolt determinando complessità notevoli in termini di uniformità di voltaggio ed hertzaggio dei sistemi, il che rallenta ovviamente l'introduzione e la diffusione di questa soluzione in ambito portuale.
- Costi: la realizzazione di questo tipo di impianto richiede in primo luogo apprezzabili investimenti iniziali in termini di capital expenditures (CAPEX). Inoltre, il costo dell'energia elettrica prodotta in questo modo risulta tendenzialmente più elevata rispetto all'impiego di carburanti tradizionali ad alto impatto ambientale per l'alimentazione dei sistemi ausiliari. Ciò rende più complessa la scelta di questa soluzione da parte degli armatori, soprattutto quando operanti in business caratterizzati da bassi margini o nell'ambito dei quali non sia sufficientemente diffusa l'attenzione da parte dei loro clienti rispetto alle tematiche ambientali e agli approcci "green".

5.2.4 Definizione degli scenari relativi all'applicazione del cold ironing nell'ambito del sistema Portuale della Sardegna

In ragione dell'esame del quadro istituzionale e regolamentare di riferimento e sulla base della valutazione delle specificità delle soluzioni operative ad oggi disponibili sul mercato, nell'ambito della presente sezione si procede a definire i possibili scenari per l'introduzione di soluzioni di cold ironing nell'ambito dei porti di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna focalizzandosi sui porti di: Cagliari, Portovesme, Oristano, Olbia Isola Bianca, Golfo Aranci, Santa Teresa di Gallura, Porto Torres.

Le valutazioni in merito ai porti sardi in oggetto e ai relativi terminal potenzialmente rilevanti ai fini della scelta di realizzare impianti per l'elettificazione delle banchine sono state quindi condotte considerando i diversi profili rilevanti di seguito richiamati e i relativi trade-off:

- a. Analisi delle esigenze armatoriali (analisi di mercato). Come precedentemente indicato la realizzazione di un impianto di cold ironing e la valutazione della relativa convenienza economica e di mercato devono considerare per ciascun porto in cui l'impianto è ubicato e per i terminal a cui l'impianto è asservito, diversi fattori rilevanti che sono destinati a impattare sulle caratteristiche tecniche dell'impianto per il cold ironing e sul relativo dimensionamento. In particolare, sotto questo profilo un impianto di cold ironing appare come soluzione rilevante nel caso in cui si tratti di un porto/terminal caratterizzati da un numero apprezzabile di toccate-nave con riferimento a tipologie navali che possano essere interessati a questo tipo di alimentazione durante la sosta in porto. Sotto questo profilo, in particolare, è appena il caso di evidenziare come i porti sardi contraddistinti da elevati flussi di traffico di tipo tragetti/ro-ro e crocieristico costituirebbero i maggiori beneficiari di interventi di questo tipo, considerando che navi di questo genere determinano maggiori impatti ambientali durante le relative soste in porto. Purtroppo, dette tipologie di navi, in ragione delle specificità delle relative utenze generate durante la sosta in porto sono anche quelle che presentano maggiori complessità tecnico-realizzative considerate le attuali soluzioni operative disponibili sul mercato come meglio precisato al punto "c". Sotto il profilo della valutazione di mercato anche i terminal contenitori, i cantieri navali e le marine militari possono essere considerati aree portuali valide per l'applicazione di questo tipo di impianti.
- b. Benefici ambientali e sociali conseguibili. Come già specificato, la realizzazione di impianti di elettificazione delle banchine dovrebbe essere privilegiata nel caso di porti ubicati in prossimità di

aree urbane e cittadine al fine di massimizzare i benefici in termini ambientali e sociali per la popolazione residente in aree di prossimità ai porti interessati da questo tipo di intervento.

- c. Fattibilità tecnica dell'impianto. Le valutazioni condotte inoltre hanno dovuto tener conto anche del tipo di consumi elettrici richiesti dalle diverse tipologie di navi in banchina in quanto i suddetti elementi determinano implicazioni significative non solo in termini di costo di realizzazione dell'impianto ma anche e soprattutto dal punto di vista della fattibilità tecnica del medesimo, dovendosi assicurare la capacità dell'impianto medesimo di soddisfare le utenze asservite.
- d. Sinergie potenziali rispetto ad altri tipi di intervento per l'efficientamento energetico. I vantaggi potenziali connessi alla realizzazione di un impianto di cold ironing in ambito portuale appaiono aumentato da significativi effetti sinergici laddove il sistema complessivo preveda anche la realizzazione di un impianto di cogenerazione o di trigenerazione che consentano la generazione in loco dell'energia necessaria ad alimentare le navi in banchina. L'impianto di cogenerazione o di trigenerazione potrebbe prevedere anche l'impiego di bio-combustibili o di gas naturale liquefatto (GNL)¹⁰⁰. In particolare, tenuto conto della strategia energetica portuale promossa dall'AdSP del Mar di Sardegna con riferimento al GNL, nell'ambito della valutazione dei porti potenzialmente più adatti alla realizzazione di un impianto di cold ironing si è considerato positivamente la disponibilità attuale o prospettica in loco di centri di stoccaggio di GNL in aree portuali che possano essere usati per alimentare impianti di cogenerazione o di trigenerazione.

In relazione al primo profilo, ovvero alle valutazioni di mercato (a), in relazione ai porti di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna esaminati, si sono considerati:

- Il numero di toccate di traghetti/ro-ro, i volumi di traffico annuale di passeggeri e la durata media delle soste in porto di questa tipologia di nave (tempi di permanenza troppo ridotti non appaiono infatti compatibili con l'impiego di sistemi complessi di tipo AMP).
- Il numero di toccate di navi da crociera, i volumi di traffico annuale di crocieristi, e la dimensione media delle navi in oggetto (gli elementi più rilevanti sotto questo profilo sono dati dalla capacità in termini di crocieristi e personale di bordo nonché dalla potenza complessiva installata a bordo).
- Il numero di toccate di navi portacontainer, il throughput annuale di container e il tempo medio di sosta in porto di questo tipo di navi.
- La presenza di attività cantieristiche tali da giustificare un sistema di elettrificazione dedicato.
- La presenza di marina militare.

L'analisi congiunta dei suddetti elementi connessi al mercato, ha condotto ad esprimere una prima valutazione sintetica di tipo qualitativo in merito alla prioritizzazione dei porti in cui realizzare un impianto di cold ironing come indicato nella Tabella 5.4.

Con riferimento ai benefici ambientali e sociali conseguibili mediante la realizzazione di impianti per l'elettrificazione delle banchine all'interno dei porti sardi esaminati, in questa prima fase di esame si è proceduto a considerare per ciascun nodo portuale, esclusivamente la distanza minima dei centri urbani rispetto ad aree portuali che prevedano attività terminalistiche a potenziale impatto ambientale (distanza espressa in km), come riportato nella successiva Tabella 5.4. Si precisa ovviamente, come già indicato, che una corretta valutazione in merito alla priorità degli interventi in oggetto dovrebbe essere effettuata

¹⁰⁰ Sotto questo profilo si consideri a titolo esemplificativo il progetto relativo al Venezia Terminal Passeggeri noto come progetto VTP Engineering. Il progetto, in particolare, prevede la realizzazione di un sistema di cogenerazione per produrre in porto l'energia necessaria per alimentare fino a due navi da crociera contemporaneamente, impiegando tre motori Rolls-Royce a combustione interna in ciclo semplice alimentati a bio-combustibili o a gas metano. Questi sono in grado di generare fino a 24 MW, con il calore in eccesso e l'acqua fredda generata che possono essere utilizzati per acclimatare i locali. L'efficienza dell'impianto in esame è stata stimata dai progettisti a quasi l'80% (contro i 35-53% delle centrali termoelettriche) attraverso l'utilizzato di un doppio alternatore 50/60Hz direttamente accoppiato ai motori. L'impianto peraltro prevede l'impiego di un team di lavoro costituito da solo 5 persone con evidenti ripercussioni positive in termini di costi di gestione dell'impianto connessi al personale.

quantificando in modo preciso la riduzione di emissioni di CO₂, SO_x, NO_x, composti organici volatili e particolato atmosferico nonché l'eliminazione dei rumori e delle vibrazioni, adottando successivamente le tecniche di valutazione dettagliatamente descritte nel capitolo "Valutazione preliminare di fattibilità: linee guida per l'analisi costi/benefici".

Tabella 5.4. Priorizzazione nella realizzazione di impianti di cold ironing: analisi delle esigenze di mercato¹⁰¹.

Porto	Rilevanza della domanda potenziale di mercato					Priorità in ragione delle esigenze di mercato
	Ferry/ro-ro	Cruise	Container	Cantieristica	Marina militare	
Cagliari	alta	media	bassa	media	media	media/alta
	164 toccate nave/anno; 311.018 pax	173.019 pax	48 toccate/anno 15.687 tons	33.190 mq	Presenza di cantieri navali di facilities relative alla marina militare: Molo Ichnusa (lato levante)	
Portovesme	alta	-	-	media/bassa	0	bassa
	686.051 pax	n.d.	n.d.	11.867 mq	Mancanza di presenza di cantieri navali di facilities relative alla marina militare	
Oristano	-	bassa	-	media/bassa	0	bassa
	n.d.	1 toccata nave/anno 88 pax	n.d.	17.394 mq	Mancanza di presenza di cantieri navali di facilities relative alla marina militare	
Olbia	alta	media	-	media/alta	0	media/alta
	67 toccate nave/anno; 2.771.131 pax	110.501 pax	n.d.	105.114 mq	Non presenti cantieri navali di facilities relative alla marina militare	
Golfo Aranci	alta	bassa	-	-	0	media/bassa
	4 toccate nave/anno 679.505 pax	209 pax;	n.d.	177 mq	Non presenti cantieri navali di facilities relative alla marina militare	
Santa Teresa di Gallura	alta	-	-	-	0	bassa
	274.177 pax	n.d.	n.d.	n.d.	Non presenti cantieri navali di facilities relative alla marina militare	
Porto Torres	alta	bassa	-	-	-	bassa
	27 toccate nave/anno 1.023.080 pax	8.467 pax	n.d.	n.d.	Non presenti cantieri navali di facilities relative alla marina militare	

Tabella 5.5. Priorizzazione nella realizzazione di impianti di cold ironing: benefici ambientali e sociali conseguibili

Fonte: ns. elaborazione su dati dell'AdSP del Mar di Sardegna.

Porto	Distanza minima dei centri urbani rispetto ad aree portuali che prevedano attività terminalistiche a potenziale impatto ambientale (km)	Distanza calcolata per ciascun porto da terminal:	Priorità in ragione delle esigenze di mercato
Cagliari	1,232 Km	Container	Priorità media
Portovesme	1,494 Km	Zona industriale	Priorità media
Oristano	4,131 Km	Porto Industriale	Priorità bassa
Olbia	0,918 Km	Cantiere Navale	Priorità alta
Golfo Aranci	0,278 Km	Terminal Traghetti	Priorità alta
Santa Teresa di Gallura	0,125 Km	Terminal Traghetti	Priorità alta
Porto Torres	0,735 Km	Terminal Traghetti	Priorità media

Per quanto attiene invece al terzo profilo, ovvero alla fattibilità tecnica d'impianto in ragione della tipologia di navi da alimentare durante la sosta, dal momento che gli impianti meno complessi sono costituiti da quelli

¹⁰¹ Fonte: ns. elaborazione su dati dell'AdSP del Mar di Sardegna.

a servizio di navi bulk o impiegati a supporto di cantieri navali, si è proceduto ad esaminare le principali problematiche caratterizzanti gli altri tipi di impianto come riportato nella sottostante Tabella 5.6, considerando in particolare il tempo medio passato dalle navi in ormeggio e l'energia richiesta durante la sosta in banchina.

Tabella 5.6. Priorizzazione nella realizzazione di impianti di cold ironing: Fattibilità tecnica dell'impianto¹⁰²

Tipo di ormeggio	Tempo passato in ormeggio	Energia necessaria in ormeggio
Nave da crociera	Periodo di tempo molto lungo : Da 8 ore a 48 ore	Molto alta Very high (fino a 20 MVA di potenza necessaria)
Nave container	Periodo di tempo lungo Da 6 ore a 12 ore	Alta (fino a 7,5MVA di potenza necessaria)
Traghetto/RoRo	Periodo medio -breve Short to medium period of time Da 1ora a 12 ore (il traghetto resta ormeggiato durante la notte)	Media (Fino a 6MVA di potenza necessaria)

Sotto questo profilo è appena il caso di evidenziare come in alcuni porti sardi come Olbia Isola Bianca i tempi di permanenza dei traghetti/ro-ro nel periodo estivo siano molto contenuti in ragione della necessità di assicurare la disponibilità delle banchine ai diversi armatori che toccano il porto. Ciò riduce il periodo medio di permanenza di questo tipo di naviglio in banchina e rende meno appetibile la soluzione cold ironing come tecnica per l'alimentazione delle relative navi.

Per quanto attiene infine all'ultimo profilo considerato, ovvero alle possibili sinergie conseguibili rispetto ad altri tipi di intervento per l'efficientamento energetico (d), si è considerato preferibile realizzare impianti di cold ironing nell'ambito di nodi portuali in relazione ai quali siano disponibili nel breve termine impianti di stoccaggio di GNL, in quanto ciò potrebbe favorire la predisposizione di impianti di cold ironing la cui alimentazione poggi sulla predisposizione di impianti di co-generazione o di tri-generazione che prevedano l'impiego di GNL.

Sotto questo profilo, i porti più rilevanti sono rappresentati dal Porto di Oristano, il Porto di Cagliari e il porto di Porto Torres in ragione dello stato avanzamento degli iter autorizzativi in relazione a impianti di stoccaggio di GNL in area portuale.

5.2.5 Alternative al Cold Ironing

5.2.5.1 GNL per gruppi ausiliari.

L'obiettivo principale alla base del combustibile gassoso per le navi è quello di contrastare l'alto costo dell'AMP e del gasolio marino per i porti europei e di ridurre le emissioni come richiesto dall'area di controllo delle emissioni.

I gruppi elettrogeni di bordo, per l'alimentazione dei servizi elettrici della nave, possono essere realizzati con la nuova tecnologia dei motori a tre carburanti (già presente nel mercato marittimo) in grado di funzionare con gasolio per uso marittimo, olio combustibile pesante e gas naturale liquefatto (GNL). Questi gruppi si commutano all'uso del GNL quando la nave è in porto per conformarsi alle norme sulle emissioni. Durante il viaggio in mare aperto invece usano il combustibile MGO o HFO.

¹⁰² Fonte: ns. elaborazione su dati dell'AdSP del Mar di Sardegna.

Il gas deve essere immagazzinato sulla nave in modo che possa essere fornito ai generatori quando sono in porto. Lo stoccaggio può essere effettuato, (di base) in due modi:

- **bombole o iso-container criogenici.** I contenitori di GNL possono essere caricati insieme al carico e la quantità deve essere decisa secondo il periodo di viaggio. Un contenitore GNL di quaranta piedi può immagazzinare 31,5 m³ di gas combustibile. Il contenitore può essere scaricato quando è vuoto e sostituito con un contenitore pieno di gas combustibile quando la nave è in porto;
- **serbatoio di GNL.** Tali serbatoi possono essere installati nella nave stessa per immagazzinare carburante GNL insieme a tutti i sistemi ausiliari necessari per il bunkeraggio.

Questa soluzione, con uso del GNL, per navi presenta i seguenti vantaggi:

- L'uso di costose banchine elettriche può essere eliminato;
- Il GNL è un carburante più economico e più pulito rispetto al gasolio per uso marittimo;
- I gruppi elettrogeni a nave possono essere utilizzati per rimuovere i vincoli di tensione e frequenza dell'alimentazione a terra;
- La fornitura di energia elettrica da terra (cold ironing) non è disponibile a livello globale;
- Non è necessario installare un sistema di pulizia dei gas di scarico aggiuntivo e costoso;
- Il carburante GNL offre i livelli di emissione più bassi di CO₂, NO_x e SO_x e di emissioni acustiche;
- Il costo operativo e di investimento è inferiore rispetto ad altri mezzi per ridurre le emissioni.

5.2.5.2 Lato terra.

Il porto si può attrezzare con chiatte dotate di sistemi ibridi di generazione alimentati a GNL in grado di effettuare il servizio AMP, evitando le costose reti di terra. La prima chiatta con sistema ibrido di generazione alimentata a GNL sarà resa operativa nel porto di Amburgo. La chiatta LNG-Hybrid fornirà energia pulita ed efficiente alle navi da crociera ormeggiate in porto e potrà essere anche un fornitore di alimentazione di backup per la rete elettrica e termica locale di Amburgo.

5.2.6 *Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti di Cold Ironing*

Considerando congiuntamente i 4 profili richiamati nel precedente paragrafo si ritiene che la realizzazione di impianti per l'elettrificazione delle banchine nell'ambito dei porti di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna dovrebbe essere prioritizzata con riferimento agli scali portuali di Cagliari, Olbia e Porto Torres. Infine, pare opportuno evidenziare come, sotto il profilo strategico della pianificazione di medio-lungo termine, e con riferimento alla strategia energetica portuale dell'AdSP del Mar di Sardegna, la sfida più rilevante per il futuro sia costituita dalla realizzazione di AMP per l'elettrificazione delle banchine contraddistinte da specifiche tecniche atte ad alimentare sia navi da crociera di grandi dimensioni sia traghetti e navi ro-ro con sosta in banchina di tipo breve.

La rilevanza del primo tipo di impianto (ovvero per l'alimentazione di navi da crociera) origina dal fatto che questo segmento di mercato è notoriamente responsabile delle maggiori esternalità durante la sosta in porto in ragione della numerosità di crocieristi a bordo delle navi nonché della magnitudo delle relative utenze generate. Inoltre, la capacità da parte dell'AdSP di promuovere e favorire la realizzazione di questo tipo di impianti costituirebbe sicuramente un fattore atto ad incrementare l'attrattività dei porti sardi rispetto a un settore armatoriale, che da un punto di vista strategico sta cercando di investire in modo significativo in strategie green maggiormente orientate alle nuove esigenze espresse dai cosiddetti turisti "green".

La valenza per il sistema portuale della regione della seconda tipologia di impianti (ovvero impianti di cold ironing per l'alimentazione di traghetti e ro-ro) discende invece dal fatto che notoriamente in ragione delle tematiche relative alla contiguità territoriale, questa tipologia di traffici concorrono in modo significativo allo sviluppo delle attività portuali sarde. Tuttavia, come già più volte indicato, gli attuali sistemi di cold ironing presentano tendenzialmente specificità operative che mal si adattano alle brevi soste in porto dei traghetti in alcuni degli scali di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna.

L'AdSP, pertanto, nella sua veste di orchestrator all'interno del cluster marittimo portuale e facendo leva anche sulle relazioni formali con le istituzioni locali potrebbe favorire l'attivazione di processi di collaborazione tra settore privato e settore pubblico nell'ambito dell'innovazione tecnologica in relazione ad impianti di cold ironing a servizio dei segmenti di mercato pocanzi richiamati, avviando così percorsi virtuosi a vantaggio della portualità sarda.

Circa il 50% delle navi portacontainer e passeggeri che attraccano ai porti italiani (*notizia di fonte CONFITARMA*) dispone di un sistema AMP, ma non vengono utilizzati. In primo luogo perché i porti attrezzati con sistema di alimentazione in banchina, in particolare per le navi di elevate dimensioni, sono pochissimi, poi, come indicato in precedenza, per i prezzi dell'energia ~~sono~~ elevati (2/3 volte quelli di produzione a bordo), non ultimo per il sistema regolatorio non definito (vedasi l'attuale discussione e normativa in fase di definizione sugli utenti nascosti).

Decidere se strutturare un porto con un sistema di terra per effettuare un servizio AMP richiede un'analisi accurata a partire dalla struttura giuridica e di gestione del sistema energetico del porto (vedasi "comunità energetiche"), ad esempio se possa fare autoproduzione di energia elettrica (sia da fossile che da rinnovabile) e come venderla a terzi.

5.3 FOTVOLTAICO PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

5.3.1 Profili normativi rilevanti in relazione al solare per la generazione di energia elettrica

A fronte delle crescenti potenzialità del mercato fotovoltaico di generare energia elettrica, in alternativa alla produzione tradizionale, è necessario analizzare anche i profili normativi e di regolamentazione a livello europeo e a livello nazionale.

Per quanto concerne il quadro di riferimento europeo, il Comitato Europeo di normazione elettrotecnica (CENELEC) è responsabile della regolamentazione del mercato attraverso normative (normalizzazione europea) nell'area dell'ingegneria elettrica. Il CENELEC, insieme all' ETSI¹⁰³ e al CEN¹⁰⁴, forma il sistema europeo per la normalizzazione. Il compito di CENELEC è quello di occuparsi della regolamentazione e dell'emanazione di norme che aiutino lo sviluppo del mercato europeo per i prodotti elettrici, elettronici e dei servizi, eliminando gli ostacoli al commercio, creando nuovi mercati e il taglio dei costi.

Sempre in ambito europeo, la prima normativa emanata in relazione alla produzione di energia elettrica tramite energia solare risale al 2001, con la "Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del consiglio del 27/09/2001". Attraverso questa direttiva, gli Stati membri hanno la possibilità di adottare misure atte a promuovere l'aumento del consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili perseguendo gli obiettivi di strategia energetica nazionale e nel rispetto del quadro normativo europeo. Per quelle fonti che vengono definite "energetiche rinnovabili", si intendono le fonti energetiche rinnovabili non fossili, si tratta quindi di energia eolica, solare, geotermica, derivante dal moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

A livello nazionale, invece, il CEI è il membro all'interno degli organismi normatori internazionali (IEC) ed europei (CENELEC) per l'emanazione di norme nel settore elettrotecnico ed elettronico.

Esso ha il compito di esprimere la posizione nazionale in tali sedi nei diversi momenti di elaborazione dei documenti normativi, i quali, in elevata percentuale, vengono recepiti come Norme CEI. Tutto ciò comporta una partecipazione, diretta ed attiva, del CEI nei vari organi tecnici e di governance di queste organizzazioni di normazione attraverso i propri esperti nazionali. Partecipare all'attività degli Organi Tecnici del CEI inoltre consente anche di contribuire alla predisposizione dei documenti normativi IEC, CENELEC, ETSI fin dalle

¹⁰³ Comitato che si occupa delle telecomunicazioni

¹⁰⁴ Comitato che si occupa di altre zone tecniche

prime fasi della loro elaborazione, con la possibilità quindi di incidere sui contenuti e di tutelare gli interessi nazionali.

In relazione al mercato fotovoltaico italiano, è opportuno evidenziare il Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387, entrato in vigore nel 2004, che ha avuto l'obiettivo di favorire l'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

A seguito dell'incremento nell'utilizzo di impianti fotovoltaici in connessione alla rete elettrica e agli edifici civili, il CEI ha compreso la necessità di collaborare con comitati tecnici per sopperire ai vuoti normativi internazionali in relazione alle attività di definizione univoca di potenza dell'impianto e alla modalità di verifica di un impianto fotovoltaico prima della messa in esercizio dello stesso.

Inoltre, il 28 luglio del 2005 è stata emanato il decreto "Conto Energia" che costituisce la nuova modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica da fonte solare, in sostituzione del precedente sistema di incentivazione dell'energia fotovoltaica basato esclusivamente su contributi in conto capitale, idoneo a finanziare il 50-75 % del costo di investimento ed erogato a livello regionale, nazionale o comunitario sotto varie forme.

Il Conto Energia, invece, prevede l'erogazione degli incentivi sulla base della stessa energia prodotta, il cui beneficio aggiuntivo potrà essere venduto alla rete elettrica a tariffe incentivanti.

In sostanza, con l'attivazione del Conto Energia nel settembre 2005, anche i privati, le famiglie e i condomini hanno potuto connettersi alla rete nazionale e vendere a tariffe incentivanti la propria energia elettrica prodotta da pannelli fotovoltaici.

Si tratta, dunque, di un sistema di incentivazione volto a valorizzare direttamente la produzione di energia elettrica tramite fotovoltaico ed a garantire un "payback period" dell'investimento soddisfacente, senza gravare sul bilancio dello Stato, ma ricorrendo ad un ridotto prelievo sulle bollette elettriche dei consumatori. Il decreto era diretto ad incentivare l'installazione di 500 MW di impianti fotovoltaici ponendo come obiettivo nazionale l'installazione di una potenza cumulata pari a 1000MW entro il 2015.

A seguito della necessità di rimodulare gli incentivi inerenti all'installazione di impianti fotovoltaici, con il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 19 febbraio 2007¹⁰⁵, sono stati stabiliti i nuovi criteri e le modalità di incentivazione dell'energia derivante da fonte fotovoltaica. Le modifiche, nello specifico, rispetto alla precedente disciplina riguardano i seguenti profili:

1. Semplificazione dell'iter amministrativo, grazie all'abolizione della fase istruttoria preliminare e all'ammissione alle tariffe incentivanti, richiesta successivamente all'entrata in servizio dell'impianto.
2. Abolizione del limite annuo di potenza incentivabile (introdotto dal DM 6 febbraio 2006), sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile (1200 MW più un periodo di moratoria di 14 mesi per i soggetti privati e 24 mesi per i soggetti pubblici);
3. Maggiore articolazione delle tariffe, con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici;
4. Introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.
5. Eliminazione del limite di 1000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto e delle limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica;
6. Conseguimento dell'obiettivo nazionale di potenza cumulata da installare innalzato a 3000 MW entro il 2016;
7. La certificazione energetica dell'edificio non costituisce più un requisito per accedere alle tariffe incentivanti, ma solo per accedere al premio aggiuntivo;

¹⁰⁵ Divenuto operativo dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 90/07, avvenuta il 13 aprile 2007.

8. Applicazione della tariffa incentivante a tutta l'energia prodotta da impianti che hanno adottato lo scambio sul posto, indipendentemente dal fatto che sia auto-consumata o immessa in rete. Quindi con il D.M. 19/02/2007, che viene anche ricordato come il "Secondo Conto Energia", sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto, la semplificazione delle regole di accesso alle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della dimensione dell'impianto ed infine un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010, è entrato in vigore il "Terzo Conto Energia", applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione.

Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono state confermate le tariffe dell'anno 2010 del II° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Nel 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011 (Quarto Conto Energia) che ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato a 6 miliardi di euro.

Con l'avvicinarsi del limite di costo individuato dal Quarto Conto Energia è stato pubblicato il D.M. 05/07/2012 (Quinto Conto Energia) che ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e ha fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro.

Dal 2013, la disposizione degli incentivi per la generazione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è rimasta invariata fino al 2019 dove, con il decreto Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) del 4 Luglio 2019, si va ad incentivare la generazione di energia elettrica prodotta dagli impianti eolici onshore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.

L'applicazione del decreto FER trova esecuzione solo per gli impianti fotovoltaici nuovi (che generano una produzione maggiore di 20 kW), ovvero realizzati in siti dove in cui, da almeno 5 anni, non sia presente un impianto. Inoltre, i componenti utilizzati, devono essere di nuova costruzione, non possono quindi essere usati componenti di seconda mano.

Questo decreto va ad incentivare tutta l'energia immessa in rete con tariffa onnicomprensiva per 20 anni, non rientra negli incentivi quindi l'energia che si autoconsuma. Solo gli impianti, di potenza inferiore a 100 kW, su edifici che autoconsumano almeno il 40% dell'energia prodotta, hanno diritto ad un premio di 1 cent/kWh sull'energia autoconsumata. Per poter ricevere l'incentivo occorre iscriversi negli appositi registri, presentando i diversi requisiti richiesti. La prima finestra per presentare la domanda si è aperta il 30 settembre 2019 per 30 giorni. Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) pubblicherà la graduatoria degli ammessi dopo 90 giorni (a fine gennaio 2020).

5.3.2 Caratteristiche salienti della tecnologia

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 $7 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$, mentre ampie aree europee, asiatiche, americane e australiane raggiungono in media i $5 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$. Valori di radiazione solare annua pari a circa $1 \text{ kWh/m}^2/\text{giorno}$ si registrano nelle zone prossime ai circoli polari terrestri. La risorsa energetica solare in Italia è più consistente nelle zone meridionali ed insulari.

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), le celle fotovoltaiche organiche e polimeriche (OPV), le celle a base di perovskiti (soprattutto ibride alogenuro come $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$, PSC) e quelle facenti uso di nanoparticelle e nanocristalli colloidali (colloidal quantum dots, CQDSC). 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.

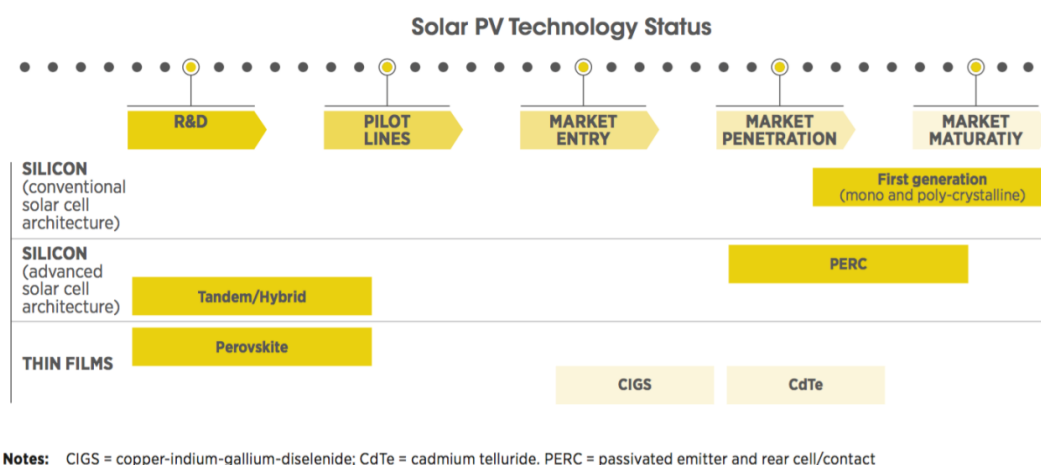


Figura 5.6: Lo stato delle tecnologie fotovoltaiche (Fonte: IRENA)

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.

5.3.2.1 Solari bifacciali

Le celle solari bifacciali sono in fase di sviluppo da decenni e il loro processo di produzione può essere considerato uno dei più avanzati per i moduli solari di oggi (Shravan, K., Chunduri, K., 2019). Le cellule bifacciali sono in grado di generare elettricità non solo dalla luce solare ricevuta sulla parte anteriore, ma anche dalla luce solare riflessa ricevuta sul retro della cella.

Nonostante la crescita e i vantaggi delle cellule bifacciali, la tecnologia ha ancora alcuni ostacoli da superare, come la mancanza di uno standard di test internazionale, nessun terreno comune per l'etichettatura o i prezzi di alimentazione e problemi di simulazione e bancabilità.

Un tipo di modulo bifacciale è il modulo vetro-vetro. Si tratta di pannelli solari con celle solari disposte tra due vetri. Sono in genere applicati a sistemi su larga scala e forniscono una soluzione per impieghi gravosi in ambienti difficili (ad es. alte temperature, alta umidità) perché sono meno sensibili alla penetrazione di umidità. La tecnologia è già in fase di sviluppo da decenni, ma i loro costi elevati e il peso è stato una barriera al loro sviluppo.

5.3.2.2 Multi-sbarre

Le celle solari al silicio sono metallizzate con sottili strisce stampate sulla parte anteriore e posteriore di una cella solare; questi sono chiamati sbarre collettrici e hanno lo scopo di condurre la corrente elettrica continua (CC) generata dalla cella. Le celle solari più vecchie avevano in genere due sbarre collettrici; tuttavia, l'industria si è spostata verso efficienze più elevate e le sbarre collettrici sono aumentate a tre (o più) nella maggior parte delle celle solari. L'aumento del numero di sbarre presenta numerosi vantaggi: il primo è l'elevato potenziale di riduzione dei costi dovuto alla riduzione del consumo di metallo per la metallizzazione frontale in secondo luogo, le perdite di resistenza in serie vengono ridotte impiegando fili sottili invece del normale nastro e terzo, l'ottimizzazione della larghezza delle sbarre porta ad un ulteriore aumento dell'efficienza. Un numero maggiore di sbarre porta a maggiori efficienze del modulo a causa delle ridotte perdite di resistenza interna; ciò è dovuto alla distanza inferiore tra le sbarre. Infine, il design multi-busbar è estremamente vantaggioso per la tecnologia bifacciale.

5.3.2.3 Scandole solari

Le scandole solari sono un tipo di soluzione per la produzione di energia da solare in cui i pannelli solari sono progettati per assomigliare ai materiali di copertura convenzionali, producendo al contempo elettricità. I vantaggi chiave sono il collegando delle celle come tegole e l'estetica del modulo è migliorata, poiché i pannelli sono colorati in modo omogeneo.

LIVELLO DI MATURITA' E PROSPETTIVE	
Half-Cut (hcc)	Secondo l'ITRPV, un aumento significativo è previsto nel prossimo futuro - da meno del 3% della quota di mercato al 5% nel 2018 e al 10% entro il 2020
Scandole solari	Sebbene diverse aziende presentino prototipi di moduli di scandole, Fraunhofer ISE crede che la tecnologia non sia ancora abbastanza matura, soprattutto perché il macchinario di produzione non è completamente ottimizzato
Bifacciale	Dalla presenza quasi trascurabile nel 2017, l'ITRPV prevede che il concetto bifacciale raggiungerà una quota di mercato vicina al 10% nel 2018, al 15% nel 2020 e al 40% entro i prossimi 10 anni.
Moduli vetro a vetro	Nonostante la piccola crescita prevista a breve termine, l'ITRPV prevede che la tecnologia riprenderà entro i prossimi 10 anni e raggiungerà una quota del 40%.
Multi-Busbar	L'ITRPV prevede che il layout a tre sbarre verrà progressivamente eliminato e sarà sostituito da layout con 4, 5, 6 e più sbarre compartimentate (Shravan, K., Chunduri, K., 2019)

Figura 5.7: Il livello di maturità delle tecnologie fotovoltaiche (Fonte: IRENA)

5.3.2.4 Efficienza

Anche in termini di efficienza negli ultimi anni il mondo del fotovoltaico ha subito una continua evoluzione: negli ultimi dieci anni quella media dei moduli commerciali in silicio è passata dal 12% al 18%, con picchi anche del 21% raggiunti dai monocristallini, mentre quella dei moduli a film sottile, in particolare della tecnologia CdTe (Telluro di Cadmio) è passata dal 9% al 15%. I valori massimi di efficienza delle singole celle raggiunti in laboratorio sono invece 26,6% per quelle in silicio monocristallino, il 21,9% per quelle in silicio policristallino, 21,7 % per la tecnologia a film sottile CIGS (Copper Indium Gallium (di) Selenide) e 21% per la tecnologia a film sottile CdTe. I valori massimi di efficienza di moduli e celle a film sottili sono stati ottenuti nel caso di impiego del vetro come substrato e come copertura. Tuttavia, le applicazioni più interessanti della tecnologia a film sottile prevedono l'impiego di un substrato flessibile, costituito da un sottile foglio d'acciaio o di materiale polimerico, e di uno strato di materiale plastico trasparente come copertura. I moduli flessibili così ottenuti sono decisamente più leggeri dei moduli rigidi (1 kg per un pannello da 100W, contro 10 kg di un pannello in silicio cristallino di equal potenza) e sono in grado di adattarsi a qualsiasi superficie. Quest'ultima peculiarità li rende particolarmente idonei per l'integrazione architettonica, ma non solo.

La Figura 5.8 mostra la variazione nel tempo dell'efficienza delle varie tecnologie.

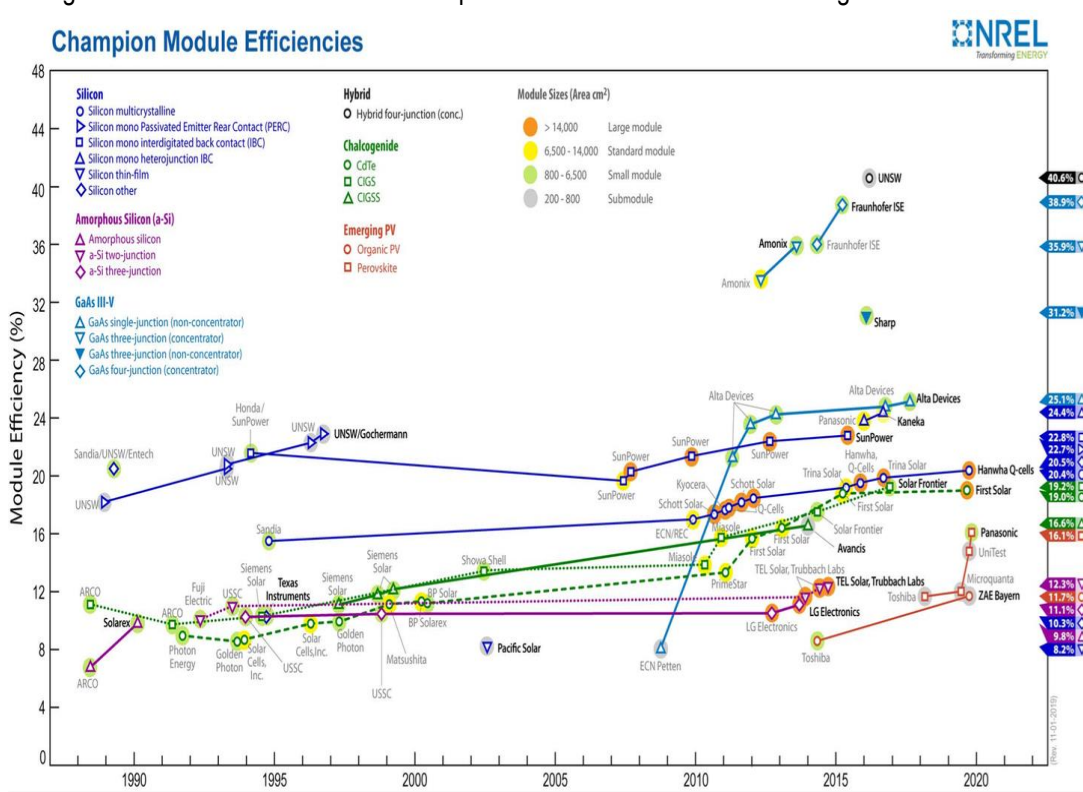


Figura 5.8: Il livello di maturità delle tecnologie fotovoltaiche (Fonte: NREL)

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 (cfr. Figura 5.8). La natura del territorio, costituito in 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). 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.

5.3.2.4.1 Collocazione degli impianti

Per i piccoli impianti la collocazione sulle coperture degli edifici è la soluzione più utilizzata, ma che comporta un incremento dei costi non comprimibili dovuti all'installazione.

Meno onerose sono le installazioni a terra, ma 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.

I problemi connessi alla realizzazione di impianti a terra e i progressi della tecnologia fotovoltaica in termini di costo ed efficienza hanno spinto a cercare possibili alternative ai tradizionali siti di installazione di impianti di medio-grande taglia, e da qui l'idea di realizzare impianti fotovoltaici su aree marginali, non utilizzabili per altri scopi. Con questo intento è nato il Progetto M2RES ("From Marginal To Renewable Energy Sources Sites"), conclusosi nel 2014, che si poneva come obiettivo quello di promuovere la riqualificazione di aree marginali come discariche, cave, miniere, ex aree militari e siti contaminati attraverso programmi d'investimento nel fotovoltaico, eolico, biomasse, geotermico e biogas. Il progetto M2RES è stato coordinato da ENEA e cofinanziato dall'Unione Europea tramite il Programma "Europa Sud Orientale 2007-2013": il territorio dell'Unione ha infatti un enorme patrimonio scarsamente o affatto valorizzato, rappresentato dai terreni marginali spesso in condizioni di degrado. Le attività di questo programma si sono rivolte in primo luogo agli Enti Locali con un'azione di informazione / formazione sulle opportunità offerte dalle aree marginali e, in alcuni casi, di assistenza nella progettazione e pianificazione di interventi per la realizzazione di piattaforme per la produzione di energie rinnovabili. La Figura 5.9 mostra tipiche installazioni in discariche dismesse



Figura 5.9: La disposizione dei pannelli a terra

Oltre alla realizzazione di impianti fotovoltaici sui siti marginali presi in esame da M2RES, si sta diffondendo, specie nei paesi asiatici, l'installazione di impianti fotovoltaici galleggianti su specchi d'acqua, non necessariamente inutilizzati. Infatti, non solo è possibile realizzare questi impianti su laghi o bacini artificiali già sfruttati ad esempio per l'approvvigionamento idrico di acqua potabile o per l'irrigazione, ma ciò permette anche di avere vantaggi quali la riduzione della crescita delle alghe, potenzialmente tossiche in alcuni casi, e la riduzione dell'evaporazione nei mesi più caldi, entrambi connessi alla schermatura della superficie acquatica ad opera della piattaforma fotovoltaica galleggiante. La Figura 5.10 mostra esempi di impianti galleggianti.

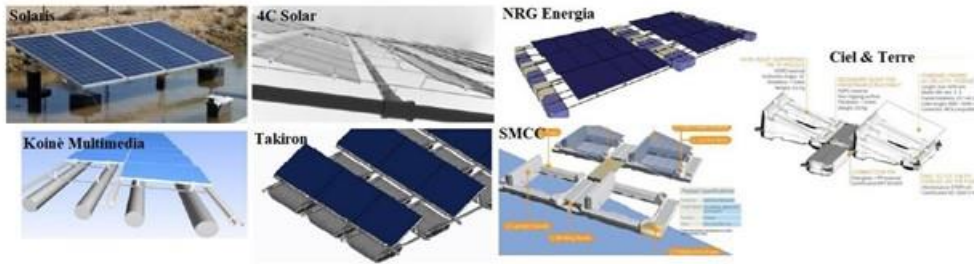


Figura 5.10: Le strutture di installazione

Le strutture per installazione in aree marginali (discariche, cave dismesse, ecc) con strutture di appoggio a gravità, così come quelle galleggianti possono essere realizzate con plastica riciclata in una logica di economia circolare.

In generale per gli impianti collocati a terra sono in fase di sviluppo sistemi a concentrazione con tracking monoassiale e biassiale che hanno il vantaggio di aumentare la produzione per effetto di poter essere esposti alla radiazione solare sempre in posizione ottimale in relazione alla posizione apparente del sole sull'orizzonte. Le immagini in Figura 5.11 mostrano alcuni esempi.



Figura 5.11: Le tecnologie a concentrazione

5.3.2.4.2 Costi

Negli impianti fotovoltaici l'onere maggiore è il CAPEX che si può suddividere in due macro voci: i costi dei pannelli e il Balance of System (BOS) che comprende le strutture di supporto e quelle di conversione del vettore elettrico. Nella Figura 5.12 è evidenziato l'andamento nel tempo dei costi specifici e delle due voci di costo.

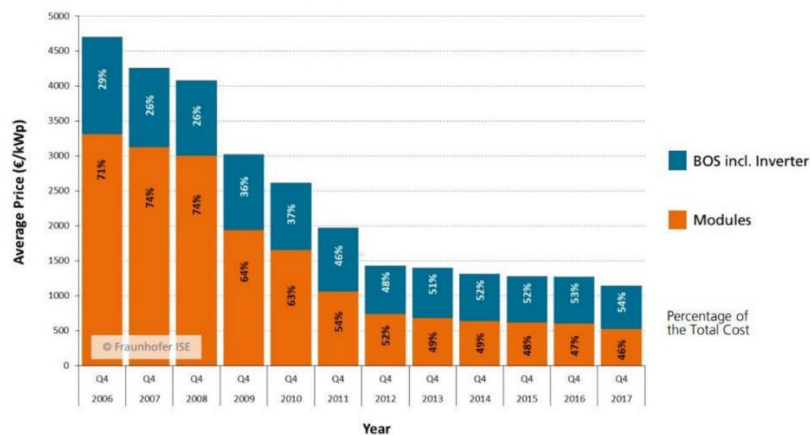


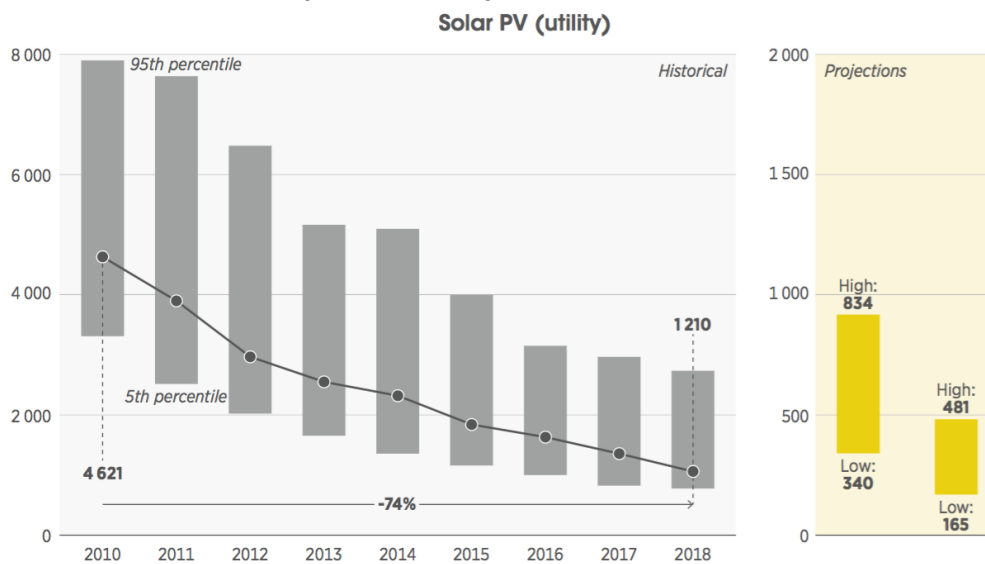
Figura 5.12: L'andamento dei costi dei pannelli e della tecnologia (Fonte: BSW-Solar Graph: PSE GmbH 2018)

Si nota chiaramente la diminuzione dei costi specifici ma anche come le due voci abbiano cambiato la loro incidenza sul costo totale: è fortemente diminuita quella dei pannelli (progresso tecnologico e incremento dei volumi di produzione con forte economia di quantità), mentre è incrementata la parte del BOS poiché in essa ci sono costi scarsamente comprimibili come, ad esempio, quelli di montaggio.

Occorre, naturalmente, tenere presente, in particolare per gli impianti a terra, che a questi costi si devono aggiungere quelli della superficie che può essere acquistata o affittata. Per questo aspetto interessanti sono i terreni marginali e le superfici.

Tuttavia, pur immaginando che si raggiunga la “market parity” al momento dell’installazione, si pone un tema legato al rischio dell’investimento, conseguenza di una remunerazione che dipende unicamente dal mercato spot dell’energia. L’andamento dei prezzi sul lungo termine resta fonte di incertezza, soprattutto in uno scenario caratterizzato dall’installazione di grandi quantità di nuova potenza fotovoltaica quale quella indicata dal PNIEC.

La Figura 5.13 formulata da IRENA mostra la maturità tecnologica dei sistemi fotovoltaici e la proiezione di scenario al 2050 in cui i prezzi per gli impianti di più grande dimensione si dimezzano rispetto a quelli attuali.



Note: Future projected value denotes the range in which the global weighted average installed cost of utility scale solar PV projects can fall by 2050. The costs in the figure above represents the total project costs including cost of non-module hardware (i.e. cabling, racking and mounting, safety and security, grid connection, monitoring and control), of installation (i.e. mechanical and electrical installation, inspection), soft costs (i.e. incentive application, system design, permitting, customer acquisition, financing costs and margin)

Sources: Historical data based on (IRENA, 2019c) and future projections based on IRENA's forthcoming report: Solar and wind cost reduction potential to 2030 in the G20 countries (IRENA, forthcoming a)

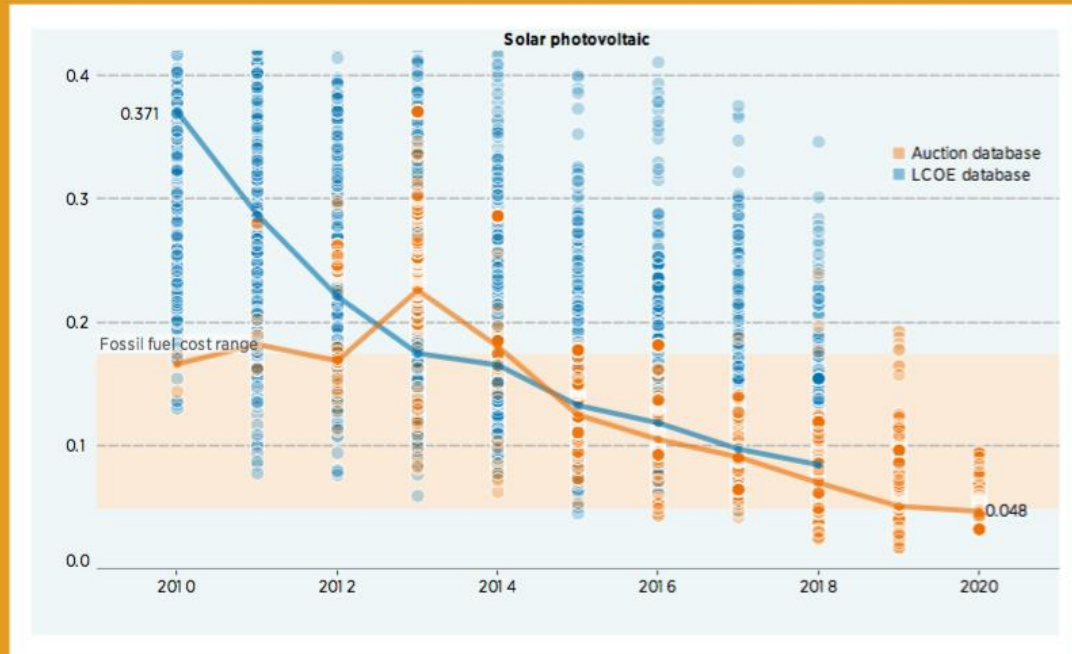
Figura 5.13: L’andamento della riduzione dei costi totali di installazione del solare fotovoltaico, con un ulteriore calo dei costi entro il 2050 (Fonte: IRENA)

E’ riportato Figura 5.14 una scheda elaborata da IRENA sulla notevole riduzione del LCOE e dei prezzi di aggiudicazione di contratti di lunga durata (PPA) da cui emerge la piena competitività nella produzione dell’energia elettrica di questi impianti rispetto a quella prodotta con gli impianti alimentati con fonti fossili.

Box 4. CURRENT AUCTION AND PPA DATA FOR SOLAR PV AND THE IMPACT ON DRIVING DOWN LCOES

IRENA'S database of power purchase agreement (PPA) and auction results suggests that the cost of solar PV generation will continue to fall out to 2020. Although care must be taken in comparing PPA and auction results with LCOE calculations, for utility-scale solar PV the auction data suggest that the average price of electricity could fall to USD 0.048/kWh in 2020, a reduction of 44% compared to the global weighted average LCOE of projects commissioned in 2018. This would mean a cost decline rate of 25% per year (an acceleration over recent cost reduction trends).

Figure 13: The LCOE for projects and global weighted average values for solar PV, 2010-20



Source: IRENA Renewable Cost Database 2019

Various aspects play a role in driving down generation costs for the technology. Markets with higher-than-benchmark total installed costs are likely to experience cost reductions as they benefit from competitive procurement. As new markets emerge and mature in regions with plentiful solar resources, higher capacity factors can be expected for projects commissioned there compared to less sunny regions in classic historical markets. Finally, as the bankability of solar PV projects has increased with time, so has the access to lower-cost financing.

Note: For a detailed discussion of the challenges of comparing PPA and auction data to LCOE calculations, and how IRENA corrects or excludes data for the comparison in Figure 13, see IRENA (2019f).

Figura 5.14: La riduzione del LCOE e dei prezzi di aggiudicazione di contratti di lunga durata (PPA) (Fonte: IRENA)

Nella Figura 5.15, elaborata da IRENA, è sintetizzato l'andamento dei costi (CAPEX e OPEX) nel tempo e gli scenari al 2030 e 2050, nonché i volumi degli investimenti annui e l'impiego delle persone. È chiaro l'incremento dell'impatto socio-economico nello sviluppo di questa tecnologia.

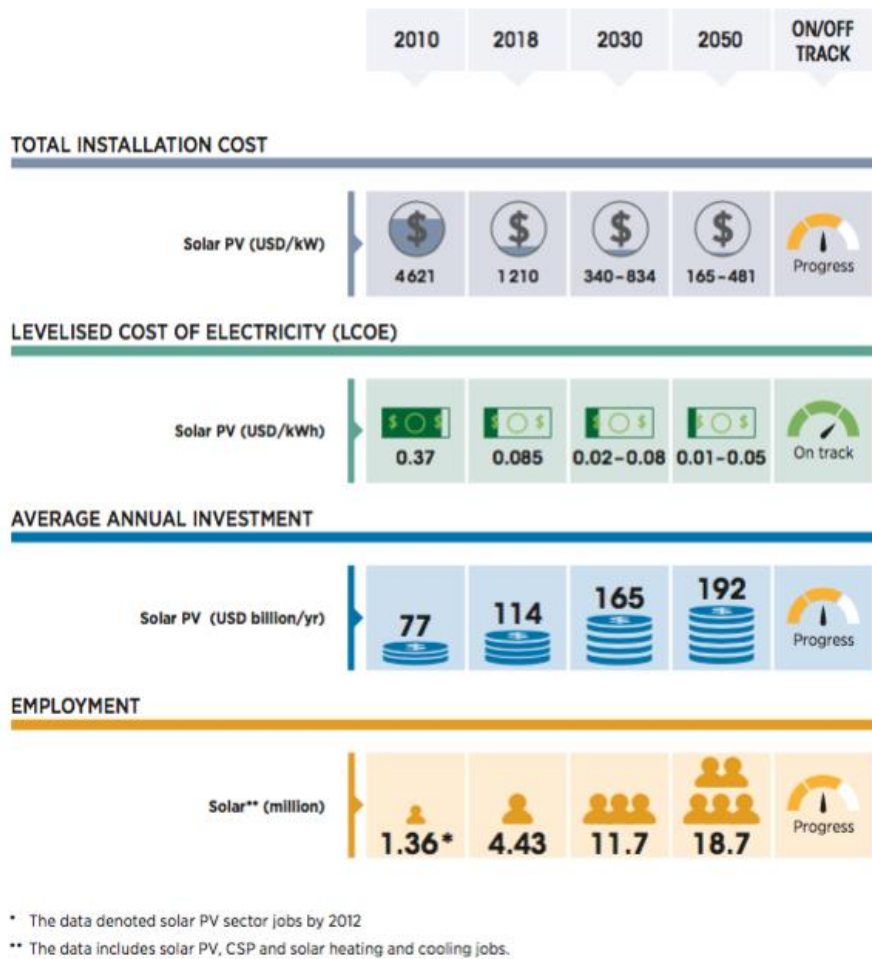


Figura 5.15: L'andamento dei costi (CAPEX e OPEX) nel tempo e gli scenari al 2030 e 2050 (Fonte: IRENA)

In Figura 5.16 è riportato il grafico che mostra come i prezzi registrati negli ultimi anni sul MGP (mercato del giorno prima in Italia) risultano insufficienti per gli impianti di minor potenza a garantire un buon ritorno dell'investimento in market parity agli attuali costi della tecnologia, ma come si sia prossimi a raggiungere il market parity nel medio termine.

Le colonne dei prezzi percepiti sono associate alle zone di mercato indicate, ordinate per ore equivalenti crescenti in modo da rispettare la producibilità degli impianti in base al posizionamento geografico.

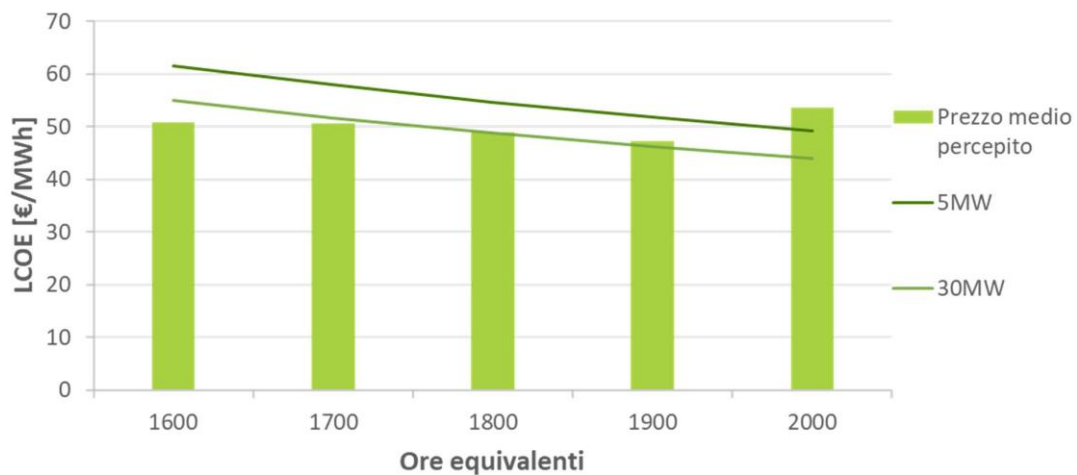


Figura 5.16: L'andamento i prezzi registrati negli ultimi anni sul MGP (mercato del giorno prima in Italia) (Fonte: GSE)

5.3.2.5 **Programmazione.**

Le aree portuali presentano ampie superfici sia sulle coperture degli edifici che su pensiline o terreni limitrofi non utilizzati, pertanto nella programmazione è certamente importante prevedere un consistente sviluppo degli impianti di produzione da fotovoltaico che, peraltro, in termini di autoproduzione e auto consumo risultano un investimento con ritorno in tempi brevi (sono ipotizzabili dai 5 agli 8 anni).

5.3.3 ***Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico del Sistema Portuale della Sardegna provenienti da tecnologia solare-fotovoltaico***

5.3.3.1 **Le tecnologie alla base delle valutazioni degli scenari**

In relazione all'impiego del fotovoltaico per la generazione di energia elettrica, le ipotesi a livello di strategia di piano che sono state condotte hanno identificato tra le possibilità di scelta l'impiego di pannelli fotovoltaici di due distinte tipologie: monocristallini e policristallini.

I pannelli monocristallini presentano una struttura cristallina di silicio, opportunamente drogato di tipo p- n, che risulta omogenea in tutto il suo reticolo.

Per quanto concerne i pannelli policristallini essi risultano caratterizzati da una struttura non omogenea ma organizzata in grani localmente ordinati. È appena il caso di evidenziare che i pannelli policristallini sono realizzati attraverso gli scarti dell'industria elettronica mentre i pannelli monocristallini sono caratterizzati da un elevato grado di purezza del silicio

Le principali differenze dei due pannelli risultano imputabili alle differenti caratteristiche della struttura cristallina, questo fa sì che il rendimento del pannello monocristallino presenti valori di rendimento maggiore rispetto al policristallino. Tale differenza è correlata al valore del rendimento, calcolato come il rapporto tra la potenza di picco installata e l'area affettiva del pannello rispetto al flusso dell'irraggiamento solare pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e quindi alla capacità di conversione dell'irraggiamento solare.

Sotto questo profilo, in particolare, analizzando i valori tipici delle aree effettive d'installazione delle principali soluzioni tecnologiche esistenti sul mercato, con specifico riferimento a un impianto teorico da 1 kWp^{106} si riportano di seguito i valori tipici di area richiesta per l'installazione e il montaggio delle diverse tipologie di pannelli fotovoltaici considerati:

- Pannelli monocristallini: 7 – 9 [m^2/kWp]
- Pannelli policristallini: 9 – 11 [m^2/kWp]

Dall'esame dei suddetti dati, si evince pertanto come la scelta dei pannelli monocristallini presenti vantaggi in relazione alla compattezza dell'impianto a parità di potenza installata, a parità di potenza installata e un minor consumo di spazio. Tuttavia, le analisi di mercato condotte per le finalità del presente studio, mostrano come non sia del tutto possibile valutare a priori la convenienza all'implementazione di un rispetto alle altre tipologie di soluzione tecnologica.

Ciononostante, come regola generale, è possibile asserire che per piccole utenze, la convenienza ad adottare pannelli policristallini sia riconducibile al minor costo di realizzazione dell'impianto, mentre considerando impianti di grande potenza di picco installata, la scelta più vantaggiosa consisterebbe nell'adozione di pannelli monocristallini. Va tuttavia precisato, in questo caso che l'intervento in oggetto richiederebbe un significativo incremento degli investimenti iniziali (*capital expenditures*) in ragione della maggiore purezza dei cristalli, che si ripercuote ovviamente in un incremento dei costi di realizzazione dell'impianto. Per motivi di omogeneità d'impiego in differenti localizzazioni di seguito verrà sviluppata un'analisi molto generale riferita all'impiego di questa tecnologia. È però necessario fornire un breve quadro

¹⁰⁶ Come noto l'acronimo kWp si riferisce alla potenza di picco espressa in kW. Per potenza di picco installata si intende la potenza elettrica massima che l'impianto fotovoltaico è in grado di produrre nelle condizioni standard di temperatura $25\text{ }^\circ\text{C}$ e radiazione solare incidente di $1000\text{ Watt}/\text{m}^2$.

sulla tecnologia del fotovoltaico a Inseguitori Solari. Questa tecnologia utilizza silicio amorfo e cristallino (HJT Hetero Junction Technology) e può essere monoassiale o biassiale a seconda degli assi utilizzati per la rotazione dei pannelli solari, rotazione utilizzata per centrare istante per istante la massima esposizione solare. La tecnologia di controllo di tale centratura può essere più o meno sofisticata e affidabile: allo stato attuale sia i pannelli al silicio che gli impianti ad inseguimento sono tecnologia italiana e la prima linea di produzione al mondo è stata avviata a Catania da ENEL Energy Power in collaborazione con altri soggetti molto qualificati.

Il rendimento di tale tecnologia è superiore del 35/40% rispetto alla tradizionale e ad essa va associato un ulteriore maggiore rendimento generato dall'impiego di pannelli "bifacciali" che se posizionati in modo opportuno (staccati da terra all'altezza necessaria) consentono di utilizzare anche la luce catturata dalla superficie posteriore del pannello. Anche questa tecnologia, attualmente disponibile dall'impianto di Catania, consente di aprire ad un ventaglio maggiore di opportunità nell'impiego del fotovoltaico, con rendimenti dell'ordine del 50% superiori rispetto alla tecnologia tradizionale dei pannelli al silicio e robustezza dichiarata di 35 anni di operatività contro i 20/25 degli impianti attuali.

Con riferimento alle analisi condotte nella successiva sezione del presente documento, l'esame delle ipotesi di intervento finalizzato all'introduzione di soluzioni per la produzione di energia solare mediante fotovoltaico, considera, a titolo meramente esemplificativo, l'adozione di pannelli monocristallini che presentano un'efficienza di conversione energetica variabile tra il 13% e il 17%. Questo tipo di soluzione tecnologica come precedentemente indicato presenta un minor rapporto rispetto ai metri quadri effettivi d'installazione per unità di kW. Inoltre, considerando la problematica relativa alle zone d'ombra sarà necessario identificare aree in cui non vi siano pareti o strutture che potrebbero generare zone d'ombra e quindi diminuire sensibilmente la resa energetica dell'impianto. Pertanto le valutazioni che seguono sono meramente esemplificative anche per ciò che concerne la scelta dei siti ove installare la tecnologia fotovoltaica (a terra, sui tetti delle strutture esistenti, altro); le diverse tecnologie infatti presentano una differente adattabilità a seconda del sito prescelto e conseguentemente una variazione, anche rilevante, di produttività fra diverse ipotesi di progetto. Pertanto l'analisi Costi/Benefici dovrà essere strutturata, come si dirà, per singolo porto, e all'interno dello stesso porto, per diverso comparto sotto osservazione.

Da ultimo, sempre in relazione alle caratteristiche salienti delle diverse soluzioni tecnologiche esaminate, appare necessario precisare che sia i pannelli monocristallini sia i pannelli policristallini presentano una vita utile in media pari a 20/25 anni circa.

5.3.3.2 La valutazione degli scenari

Una volta esaminati il contesto normativo di riferimento e lo stato attuale delle soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato in relazione alla tecnologia solare-fotovoltaica sopra richiamati, si è proceduto ad analizzare gli scenari per il soddisfacimento del fabbisogno energetico del Sistema Portuale della Sardegna mediante detta tecnologia.

A questo proposito l'analisi finalizzata alla stima della produzione di energia elettrica mediante solare fotovoltaico è stata condotta impiegando il tool PVGIS¹⁰⁷ (*Photovoltaic Geographical Information System*) che consente di valutare in base alla zona geografica scelta l'irraggiamento [kWh/mq] e la producibilità media annua di energia [espressa in kWh/anno], attraverso l'attribuzione dei seguenti parametri:

- Tipo di pannello: nella presente analisi è stato scelto un pannello monocristallino come riferimento per le analisi.

¹⁰⁷ PVGIS è uno strumento disponibile gratuitamente online utilizzato per stimare la produzione di energia solare di un sistema fotovoltaico (PV). Il tool fornisce l'output di energia annuale dei pannelli fotovoltaici e la sua applicabilità copre quasi tutto il mondo.

- Potenza di picco installata: è stato impostato 1 kWp¹⁰⁸, in modo tale da stimare la potenza installata/installabile attraverso le tipiche densità di potenza su m² di aree considerate.
- Percentuale delle perdite nel pannello: sono state impostate ad un valore pari a 14%.
- Angolo azimutale di esposizione a SUD: è stato impostato a 0° con esposizione SUD.
- Angolo d'installazione pannello: esso è in funzione dell'angolo del tetto considerato; tipicamente vengono installati pannelli a circa 35° gradi per ottenere condizioni ottimali d'esercizio. Nell'analisi proposta verrà applicato un angolo d'installazione pari a 0° in quanto permette l'identificazione piana delle aree di riferimento.

Sotto il profilo metodologico, mediante l'impiego del tool gestionale disponibile sul sito mapsdirections.info sono state identificate le aree più idonee all'implementazione di impianti fotovoltaici e le aree relative a tetti di edifici in cui sono già presenti impianti di questo genere all'interno delle aree portuali di competenza dell'AdSP del Mar di Sardegna, come di seguito meglio specificato.

Da questo punto di vista è opportuno osservare che non è possibile individuare con esattezza l'area effettiva di installazione degli impianti in oggetto, ivi intendendosi l'area utile per la conversione dell'irraggiamento solare in energia elettrica: ciò in ragione del fatto che un'analisi di dettaglio richiederebbe le corrette planimetrie degli spazi e delle aree in oggetto, la definizione specifica della tipologia di impianto installato e tempistiche non coerenti rispetto alle scadenze relative al presente studio. Sotto questo profilo, le aree considerate al fine dell'analisi risulteranno necessariamente sovrastimate. Pertanto, anche in considerazione della problematica delle zone d'ombra, la quale incide pesantemente sull'efficienza dell'impianto, si ritiene di dover maggiorare l'area per 1 kW di picco ad un valore di 13 mq rispetto ai valori indicati in precedenza, a fini prudenziali.

Ciò premesso, attraverso l'utilizzo del tool per la valutazione delle performance reso disponibile all'interno del sistema PVGIS è stata campionata la producibilità in termini di energia elettrica annua per i porti relativi all'AdSP del Mar di Sardegna. A questo scopo è stato preso come anno di riferimento il 2019.

Ipotizzando la costanza dell'irraggiamento e delle condizioni atmosferiche nel corso del 2018 rispetto ai valori registrati nel 2019, è possibile assumere che i calcoli effettuati attraverso i suddetti valori del 2019 siano validi anche in relazione al 2018.

Si è quindi proceduto alla mappatura e al campionamento di diverse zone portuali, calcolando i valori medi della producibilità annua di energia elettrica mediante un impianto teorico con potenza di picco pari a 1 kWp, come precedentemente indicato. È stata quindi valutata la producibilità di energia elettrica annua per unità di potenza di picco installata in ogni porto, di seguito vengono riportati i valori ottenuti:

- Cagliari: 1360 [(kWh/anno) /kWp]
- Portovesme: 1380 [(kWh/anno) /kWp]
- Oristano: 1360 [(kWh/anno) /kWp]
- Olbia: 1300 [(kWh/anno) /kWp]
- Golfo Aranci: 1280 [(kWh/anno) /kWp]
- Santa Teresa di Gallura: 1290 [(kWh/anno) /kWp]
- Porto Torres: 1320 [(kWh/anno) /kWp]

I suddetti valori, sono stati successivamente impiegati allo scopo di identificare la quantità di energia producibile annualmente nell'ipotesi di realizzazione di specifici impianti solari fotovoltaici nei vari porti in esame.

Prima di esaminare nel dettaglio i singoli porti, si precisa che nel corso delle attività condotte si è proceduto a verificare la bontà delle stime di calcolo condotte impiegando come test il caso di Oristano. In particolare

¹⁰⁸ Per potenza di picco installata si intende la potenza elettrica massima che l'impianto fotovoltaico è in grado di produrre nelle condizioni standard di temperatura 25 °C e radiazione solare incidente di 1000 Watt/m², come già indicato.

considerando che nelle aree portuali di Oristano, l'azienda Simec Spa (Figura 5.17 A0), che si occupa di produzione e vendita di scorte alimentari a Santa Giusta, nel 2011 ha installato un impianto fotovoltaico con una potenza installata di 673 kWp, detto impianto e le sue caratteristiche tecniche sono state impiegate per confermare la validità delle assunzioni di base.



Figura 5.17. Impianto fotovoltaico installato da Simec SpA nelle aree di Santa Giusta (Porto di Oristano): test delle stime di calcolo (Fonte: Ns. elaborazione)

In particolare, il calcolo di verifica della potenza di picco installata è stato impostato impiegando i seguenti valori $A_{12} = 8500 \text{ m}^2$ di superficie visibile (cfr. Figura 5.17). Ciò ha condotto a stimare una potenza pari a 653 kWp con un errore pari a 2,9%. Ciò conferma quindi la bontà delle stime relative all'analisi proposta.

5.3.4 **Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti**

Le ampie aree presenti nel porto industriale di Cagliari si prestano a un intervento di riqualificazione degli spazi in una logica di efficientamento energetico sulla base dell'approccio metodologico pocanzi richiamato. Più nel dettaglio, ciò origina dalla presenza di ampie aree di terreno pianeggiate in cui appare agevole installare impianti fotovoltaici con una buona esposizione solare. A fronte di tali condizioni, ai fini dell'intervento di realizzazione di impianti solari/fotovoltaici, è stata ipotizzata la costruzione di un impianto su un'area di 351.000 m^2 , come riportato nella Figura 5.18 (tale indicazione è puramente esemplificativa e utile ai soli fini del calcolo della produttività dell'impianto. E' del tutto evidente come in riferimento alla dimensione una tale superficie possa essere ricavata in differenti altri areali dello stesso versante del porto, ed a parità di produzione mediante l'impegno di superfici di entità consistentemente inferiori in caso di impiego di tecnologia fotovoltaica HJT come indicato in 5.3.2). In particolare, l'area in oggetto è sita all'interno del porto di Cagliari (Porto Canale), con centroide caratterizzato dalle seguenti coordinate geografiche: $39^{\circ}13'04.1'' \text{ N}$; $9^{\circ}04'26'' \text{ E}$. Secondo le analisi condotte, l'intervento proposto consentirebbe di installare nell'area esaminata un impianto caratterizzato da una potenza di picco pari a 27 MWp, sulla base delle ipotesi riportate nei paragrafi precedenti.



Figura 5.18. Porto di Cagliari (Porto Canale): aree potenzialmente utilizzabili per l'intervento di realizzazione di un impianto solare/fotovoltaico da 27 MWp (Fonte: Ns. elaborazione)

Utilizzando la producibilità annua di energia elettrica sviluppabile a partire da un impianto solare/fotovoltaico installato a Cagliari, che come già indicato viene stimato impiegando PVGIS, risulta pari a 1360 kWh/kWp, viene stimata una produzione di energia elettrica di 36,72 GWh/anno. Tale valore risulta estremamente significativo ma presuppone la realizzazione di un impianto di elevate dimensioni e elevato livello di complessità gestionale, imponendo altresì interventi di riqualificazione delle aree in esame allo scopo di consentire l'installazione di tale impianto. Appare quindi fondamentale procedere alla realizzazione di uno studio di fattibilità tecnica ed economico-finanziaria dell'impianto in oggetto, applicando anche le tecniche discusse nella sezione relativa all'analisi costi benefici (ACB), prima di procedere all'implementazione di una soluzione operativa di questo tipo. Considerando invece ipotesi progettuali più semplici, e limitandosi in particolare alla realizzazione di impianti fotovoltaici che sfruttino i soli tetti relativi agli edifici di pertinenza dell'AdSP e di concessionari ubicati in prossimità dei medesimi (Cfr. Figura 5.19) che a fronte delle analisi condotte appaiono prestarsi all'eventuale installazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, l'applicazione della precedente metodologia in relazione alle aree pari a 1375 m² considerate, conduce a stimare una potenza installabile di circa 105 kWp con una producibilità annua di 143.848 kWh/anno di energia elettrica.



Figura 5.19: Edifici di pertinenza della AdSP di Cagliari (Fonte: Ns. elaborazione.)

Nel complesso pertanto, gli interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici nelle aree portuali di Cagliari conducono complessivamente alle stime riportate nella Tabella 5.7 che indica anche le riduzioni di impatto ambientale relative alle tonnellate di CO₂ annue risparmiate.

Tabella 5.7: Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Cagliari¹⁰⁹

AREE	Potenza di picco	Producibilità annua		Tonnellate CO ₂ Risparmiate
<i>mq</i>	<i>kWp</i>	<i>kWh/anno</i>	<i>MWh/anno</i>	<i>Ton CO₂/anno</i>
1.200,00	92,31	125.538,46	125,54	60,26
175,00	13,46	18.307,69	18,31	8,79
351.000,00	27.000,00	36.720.000,00	36.720,00	17.625,60

Per quanto concerne, il porto di Oristano, in corrispondenza del porto industriale, caratterizzato da un notevole uso di impianti fotovoltaici sulla maggior parte dei tetti delle aziende concessionarie, è stata valutata, per ogni edificio, la potenza di picco e l'energia prodotta annualmente da tali impianti secondo le ipotesi precedentemente indicate. In relazione alle aree considerate, riportate nella figura sottostante si rimanda alla Tabella 5.8 sia per la numerazione delle aree, per l'indicazione della potenza installata, dell'energia elettrica prodotta annualmente ed infine le tonnellate di CO₂ risparmiate.



Figura 5.20 Ipotesi di localizzazione degli impianti solari/fotovoltaici nel porto di Oristano.

¹⁰⁹ Fonte: Ns. elaborazione.

L'analisi condotta mostra come l'implementazione di impianti fotovoltaici installati sui tetti delle aziende permettano il soddisfacimento di una parte di consumi elettrici per lo svolgimento delle attività correnti, suggerendo quindi l'adozione di strategie atte all'aumento dell'autoconsumo dell'impianto.

Tabella 5.8. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici esistenti a Oristano¹¹⁰

[n°]	[m2]	kWP	Kwh/anno	MWh/anno	Ton Co2/anno
1	9.500,00	730,77	993.846,15	993,85	477,05
2	1.890,00	145,38	197.723,08	197,72	94,91
3	1.700,00	130,77	177.846,15	177,85	85,37
4	1.040,00	80,00	108.800,00	108,80	52,22
5	600,00	46,15	62.769,23	62,77	30,13
6	3.130,00	240,77	327.446,15	327,45	157,17
7	2.800,00	215,38	292.461,54	292,92	140,60
8	2.700,00	207,69	282.461,54	282,46	135,58
9 (a+b)	6.500,00	500,00	680.000,00	680,00	326,40
10	632,00	48,62	66.116,92	66,12	31,74
11	125,00	9,62	13.076,92	13,08	6,28
12	8.500,00	653,85	889.230,77	889,23	426,83
TOTALI	39.117,00	3.009,00	4.092.240,00	4.092,24	1.964,28

Considerando sempre le ipotesi progettuali precedentemente indicate, in riferimento al porto di Portovesme, e limitandosi in particolare alla realizzazione di un impianto fotovoltaico che sfrutti i soli tetti, è stata valutata l'ipotesi di realizzazione di un impianto in corrispondenza dell'edificio appartenente alla Guardia Costiera. La morfologia piana del tetto, a cui viene imputata un'area sfruttabile pari a 418 m² (Figura 5.17), permette l'installazione di un impianto fotovoltaico avente una potenza di picco di circa 32.15 kWp.



Figura 5.21. Edifici di pertinenza della Guardia Costiera di Portovesme (Fonte: Ns. elaborazione.)

A partire dalla producibilità di energia elettrica del porto di Portovesme è possibile garantire la produzione di 42.443 kWh/anno. Viene quindi riportata la tabella riassuntiva (Tabella 5.9), indicando infine le tonnellate di CO₂ risparmiate.

¹¹⁰ Fonte: Ns. elaborazione

Tabella 5.9. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Portovesme¹¹¹

AREE	Potenza di picco	Producibilità annua		Tonnellate CO₂ Risparmiate
<i>mq</i>	<i>kWp</i>	<i>kWh/anno</i>	<i>MWh/anno</i>	<i>Ton CO₂/anno</i>
418,00	32,15	44.372,31	44,37	21,30

Per il porto di Olbia, l'analisi condotta ha identificato quattro distinte zone, le cui aree sono rispettivamente riportate in Figura 5.22 e nella Figura 5.23.

Per quanto riguarda il primo insieme, comprendente le aree identificate come 1, 2 e 3, allo stato attuale per quanto concerne la prima zona, corrispondente allo stabilimento appartenente a "SNO Yachts", e la terza zona, comprensiva delle realtà cantieristiche "Nautica di Puntaldia S.R.L" e "Cantiere navale Olbia", risultano già installati impianti fotovoltaici. A fronte di ciò, l'analisi condotta stima la produzione di energia elettrica generata da tali. Per quanto riguarda invece la zona 2, essa attualmente risulta inattiva, nonostante ciò è stata comunque condotta il calcolo dell'area di tetti degli stabilimenti in loco, poiché risultano idonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica.

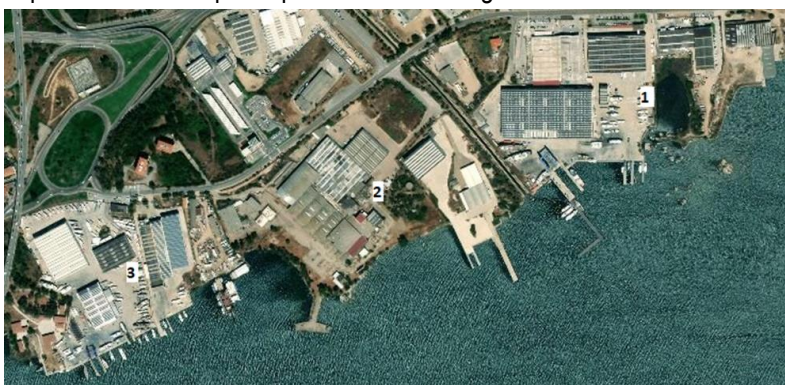


Figura 5.22. Aree 1 - 2 - 3 identificate nel porto di Olbia (Fonte: Ns. elaborazione.)

Per quanto riguarda l'area 4, localizzata presso la zona di Isola Bianca, non risultando presenti impianti fotovoltaici già esistenti, sono state perciò identificate delle aree presenti sui tetti, in quanto idonee alla realizzazione di suddetti.

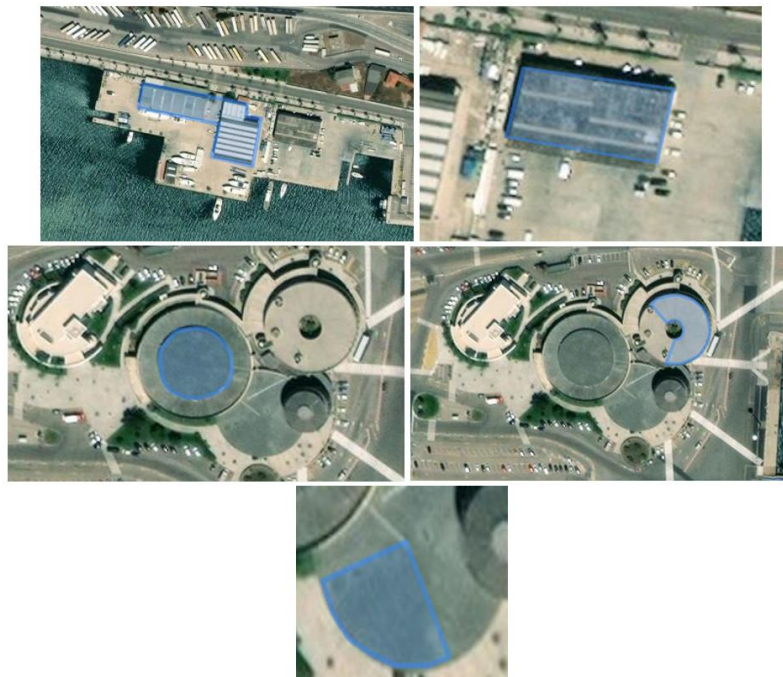


Figura 5.23. Area 4 del porto di Olbia (Fonte: Ns. elaborazione.)

¹¹¹ Fonte: Ns. elaborazione

A fronte delle precedenti indagini viene riportata la tabella riassuntiva (Tabella 5.10) in cui vengono indicate le potenze di picco, le producibilità annue ed infine le tonnellate di CO₂ risparmiate.

Tabella 5.10: Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Olbia¹¹²

AREE		Potenza di picco	Producibilità annua		Tonnellate CO ₂ Risparmiate
n	mq	kWp	kWh/anno	MWh/anno	Ton CO ₂ /anno
1	12.900,00	992,31	1.290.000,00	1.290,00	619,20
2	16.000,00	1.230,77	1.600.000,00	1.600,00	768,00
3	7.245,00	557,31	724.500,00	724,50	347,76
4	5.400,00	415,38	540.000,00	540,00	259,20

Considerando il porto di Golfo Aranci è stata identificata un'area potenziale di 900 m² presso la stazione marittima, riportata in Figura 5.24.

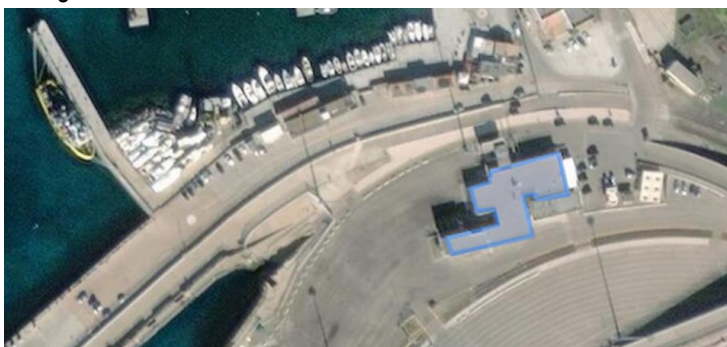


Figura 5.24. Stazione Marittima del porto di Golfo Aranci (Fonte: Ns. elaborazione.)

Viene quindi riportata la tabella riassuntiva (Tabella 5.11) con i valori della potenza di picco installabile, la producibilità di energia elettrica annua ed infine le tonnellate di CO₂ risparmiate.

Tabella 5.11. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Golfo Aranci¹¹³

AREE	Potenza di picco	Producibilità annua		Tonnellate CO ₂ Risparmiate
mq	kWp	kWh/anno	MWh/anno	Ton CO ₂ /anno
900,00	69,23	88.615,38	88,62	42,54

Per quanto concerne il porto di Santa Teresa Di Gallura risulta già installato un impianto fotovoltaico presso il terminal passeggeri, identificato con un'area di 100 m² riportata in Figura 5.25.



Figura 5.25. Area localizzata presso il Terminal passeggeri di Santa Teresa di Gallura (Fonte: Ns. elaborazione.)

¹¹² Fonte: Ns. elaborazione

¹¹³ Fonte: Ns. elaborazione

Dalle precedenti ipotesi il presente impianto presenta una potenza di picco pari a 7,69 kWp con una producibilità di energia elettrica annua di circa 9,9 MWh/anno ed un risparmio in termini di tonnellate di CO² pari a 4,76 Ton CO²/anno (Tabella 5.12).

Tabella 5.12. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Santa Teresa di Gallura¹¹⁴

AREE	Potenza di picco	Producibilità annua		Tonnellate CO₂ Risparmiate
<i>mq</i>	<i>kWp</i>	<i>kWh/anno</i>	<i>MWh/anno</i>	<i>Ton CO₂/anno</i>
100,00	7,69	9.923,08	9,92	4,76

Infine, per il porto di Porto Torres, è stato identificato uno stabilimento, avente area di circa 400 m², in cui risulta essere già presente un impianto fotovoltaico (Figura 5.26). È stata successivamente individuata un'area potenziale, pari a 4.666 m², ritenuta idonea per l'installazione di impianti fotovoltaici (Figura 5.27).



Figura 5.26. A1 del porto di Porto Torres (Fonte: Ns. elaborazione.)



Figura 5.27. A2 del porto di Porto Torres (Fonte: Ns. elaborazione.)

¹¹⁴ Fonte: Ns. elaborazione

I valori della potenza di picco, della producibilità annua ed il risparmio in termini di tonnellate di CO₂ vengono riportati nella Tabella 5.13.

Tabella 5.13. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Porto Torres¹¹⁵

AREE	Potenza di picco	Producibilità annua		Tonnellate CO₂ Risparmiate
<i>mq</i>	<i>kWp</i>	<i>kWh/anno</i>	<i>MWh/anno</i>	<i>Ton CO₂/anno</i>
400,00	30,77	40.615,38	40,62	19,50
4.666,00	358,92	473.778,46	473,78	227,41

A fronte degli ampi spazi e della morfologia del territorio risulta pertanto vantaggioso l'utilizzo di tale tecnologia.

È doveroso sottolineare la necessità di associare ad un impianto fotovoltaico un sistema di gestione integrata attraverso l'utilizzo di software, in modo tale da monitorare i consumi dell'attività e di conseguenza massimizzare l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. L'esubero di energia elettrica, inteso come la parte di energia non utilizzata direttamente in loco, comporta per il gestore di rete un problema di dispaccio energetico.

Il sistema integrato permette infatti di calcolare in anticipo la futura produzione di energia elettrica, basandosi su variabili in input endogene ed esogene, come per esempio le previsioni meteo, consentendo così l'organizzazione di strategie energetiche. Inoltre, considerando la possibilità di installare sistemi di accumulo di energia elettrica, per piccole utenze, è possibile immagazzinare una quota di energia per garantire fabbisogni futuri. In caso di mal tempo, ad esempio, il sistema integrato consentirebbe, con un margine di anticipo, di accumulare una quota di energia rilasciabile nel momento in cui si manifesta la necessità, poiché l'efficienza dei pannelli fotovoltaici si riduce sensibilmente in condizioni meteo avverse.

Tale sistema consente quindi di massimizzare l'autoconsumo, conseguendo quindi un risparmio nel costo dell'energia in bolletta dovuto alla riduzione dei costi delle componenti variabili di suddette, ossia la quota energia, gli oneri di rete e relative imposte come accise e IVA.

Considerando che la Sardegna è caratterizzata da una produzione in esubero rispetto ai consumi del 40% dell'energia, le implementazioni di tale sistema e la progettazione degli impianti deve garantire un bilancio energetico dell'azienda finalizzato a equiparare consumi e produzione, al fine di ridurre sensibilmente l'energia inviata in rete.

In sintesi, per concludere, l'irraggiamento sull'isola e la presenza di ampie aree identificano come possibile intervento l'implementazione di impianti fotovoltaici, è da tenere però in grande considerazione l'esubero di energia elettrica prodotta nell'isola, come riportato in vari articoli autorevoli disponibili in rete. È perciò strettamente necessario accoppiare sistemi di gestione integrata e di accumuli elettrici per massimizzare l'autoconsumo e non creare problematiche sul dispaccio energetico che a fronte delle precedenti affermazioni.

I sistemi di gestione integrata localizzati nelle attività dovranno comunicare ad un sistema globale gestito dall'AdSP ed infine risulterà necessario un coordinamento regionale di tutti i sistemi integrati per far fronte all'evoluzione tecnologica ed energetica e alle normative europee sulle emissioni.

5.4 SOLARE PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA TERMICA

5.4.1 Profili normativi rilevanti in relazione al solare per la generazione di energia termica

In relazione alla regolamentazione del settore solare termico a livello europeo, appare necessario considerare in primo luogo la norma EN ISO 9488 del 1999 che definisce i profili tecnici fondamentali

¹¹⁵ Fonte: Ns. elaborazione

connessi ad impianti per la produzione di energia solare di tipo termico. Detto standard a livello nazionale trova riscontro nella UNI EN ISO 9488:2001. Tale norma include un glossario dell'energia solare termica, dalle diverse radiazioni solari a tutti i componenti dell'impianto e le sue relative grandezze fisiche.

Come già visto per il mercato fotovoltaico, anche per il mercato termico è opportuno accennare a quanto disciplinato dalla Direttiva 2001/77/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 27 settembre 2001. Quest'ultima è infatti diretta a identificare le misure che gli Stati membri possono adottare al fine di promuovere l'aumento del consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, perseguendo gli obiettivi indicativi nazionali. Per fonti energetiche rinnovabili, come precedentemente indicato si intendono le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas).

Nel 2001 è stata poi emanata la normativa Europea ENV 12977 (2001), che specifica i requisiti in termini di durata, di affidabilità e di sicurezza in relazione a piccoli e grandi sistemi di riscaldamento solare su misura con mezzi di trasferimento di calore liquido per edifici residenziali e applicazioni simili. La normativa richiamata identifica anche puntualmente le metodologie da utilizzare per effettuare le prove connesse a questo tipo di impianti.

Nel corso degli anni, il quadro istituzionale e normativo a livello europeo è andato acquisendo un profilo sempre più dettagliato e tecnico: l'attuale quadro di riferimento, pertanto, regola dettagliatamente i diversi componenti di un impianto solare termico. Particolarmente rilevanti sotto questo profilo appaiono gli standard EN 12975 (2006) e EN 12976 (2006). La prima delle norme richiamate esamina nel dettaglio le metodologie per il collaudo e per la convalida dei requisiti di durabilità, affidabilità e della sicurezza per i collettori a riscaldamento di liquido. Essa include anche tre metodi di prova per la caratterizzazione delle prestazioni termiche dei collettori a riscaldamento di liquido. La seconda normativa (EN 12976 del 2006), invece, identifica i metodi di prova per la convalida dei requisiti di durabilità (inclusa la resistenza meccanica), di affidabilità e di sicurezza delle componenti dell'impianto solare termico o di impianti solari termici prefabbricati.

Successivamente, sempre a livello comunitario, nel 2007 è stata predisposta la norma EN 15316-4-3 volta a definire i metodi per il calcolo dei requisiti energetici e dei rendimenti che deve possedere un impianto solare per la produzione di energia termica.

Nel 2017 è stata pubblicata invece la normativa UNI EN 12976: 2017 intitolata "Impianti solari termici e loro componenti, Impianti prefabbricati": questa specifica i requisiti di durabilità, di affidabilità e di sicurezza per impianti solari termici prefabbricati. La norma comprende anche le disposizioni per la valutazione della conformità a tali requisiti e include indicazioni per tecnologie impiantistiche similari. L'installazione di questi sistemi, inclusa la loro integrazione con i tetti o facciate, non viene considerata in questa normativa, mentre vengono esaminati i requisiti attinenti alla documentazione per l'installatore e all'utente, da consegnare insieme al sistema.

Sul piano nazionale, la normativa di riferimento offre alcune linee guida a supporto dell'implementazione degli attuali regolamenti amministrativi e/o all'applicazione dei diversi contratti finalizzati all'ottenimento di incentivi in diverse forme. In particolare, il Comitato Termotecnico Italiano è il soggetto designato ad interfacciarsi, attraverso il Gruppo Consultivo 901 "Energia solare", con i gruppi di lavoro a livello europeo (CEN/TC 312) ed internazionale (ISO/TC 180). Le prime normative italiane in merito alla tecnologia solare termica risalgono agli anni '80, quando il mercato iniziò ad interessarsi a questo tipo di soluzione tecnologica.

In particolare, la norma UNI 8211:1981 fornisce indicazioni informative relative a impianti ad energia solare per creare le condizioni di integrazione o sostituzione negli organismi edilizi di impianti di riscaldamento ad energia solare. Vengono inoltre evidenziate quelle che sono le responsabilità tecniche e costruttive che si generano qualora si realizzi un sistema di riscaldamento ad energia solare. Tale norma riguarda quindi le attività di progettazione, di esecuzione, di installazione, di controllo, d'uso, di manutenzione, ed infine

l'attività di elaborazione di norme specifiche attinenti all'installazione di impianti di riscaldamento ad energia solare, a relative parti o componenti di esso.

Nel 1983 venne emanata la normativa UNI 8477-1:1983, la quale ha lo scopo di effettuare valutazioni di massima dell'apporto energetico medio mensile dell'energia solare da utilizzare per applicazioni termiche attive e passive negli edifici, in relazione alle caratteristiche morfologiche e tecnologiche di questi ultimi.

La norma UNI 8873-1 (del 1987), invece, definisce i criteri di accettazione ed i metodi di prova per gli accumuli d'acqua per gli impianti solari. Le procedure per l'accettazione degli accumuli di acqua sono suddivise nelle seguenti fasi: a) scelta dei campioni; b) rilascio del certificato di conformità; c) collaudo e informazione tecnica. La normativa nazionale definisce anche le metodologie di prova per gli accumuli d'acqua per gli impianti solari. Vengono quindi definite le prescrizioni tecniche, le prestazioni minime e le modalità di prova per l'omologazione di serbatoi d'accumulo utilizzati in impianti solari per produzione di acqua calda. Tale normativa si applica ai sistemi di accumulo utilizzando acqua quale materiale di accumulo del calore, e dimensionati per assorbire e fornire energia termica per periodi di tempo dell'ordine di uno o più giorni (accumuli giornalieri).

Nel 1987 venne emanata anche la normativa UNI 8937, che indica i dati e le procedure necessarie per la determinazione del rendimento termico dei collettori solari piani ad aria.

Per quanto concerne invece le normative tecniche in merito al solare termico, esse forniscono, attraverso la norma UNI 10349:1994, i dati climatici convenzionali necessari per la progettazione e la verifica sia degli edifici sia degli impianti tecnici per il riscaldamento ed il raffrescamento. I dati presentati si raggruppano in due categorie:

- dati climatici giornalieri medi mensili;
- dati di progetto.

I primi riguardano il calcolo dei fabbisogni energetici e le verifiche igrometriche; i secondi la verifica del superamento dei valori massimi o dei valori minimi di specifiche grandezze ed il dimensionamento, in termini di potenza termica, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento. I dati forniti dalla normativa si utilizzano per il calcolo del fabbisogno energetico per il riscaldamento degli edifici.

Più recentemente, sempre a livello nazionale, è prodotta la norma UNI EN ISO 9488:2001, che rappresenta la versione ufficiale in lingua italiana della norma europea EN ISO 9488 (edizione ottobre 1999).

La normativa UNI ENV 12977-1:2004 è la versione ufficiale in lingua inglese della norma europea sperimentale ENV 12977-1 (edizione aprile 2001). La norma, sperimentale, specifica i requisiti di durabilità, di affidabilità e di sicurezza degli impianti solari termici, di piccole e grandi dimensioni con mezzo termovettore liquido, assemblati su specifica, per edifici residenziali e applicazioni similari.

Ulteriori normative tecniche, in relazione alle componenti di un sistema energetico solare che genera energia termica, sono la normativa UNI EN 12975:2006 (versione ufficiale della norma europea EN 12975-2 dello stesso anno). La norma specifica i metodi di prova per la convalida della durabilità, dell'affidabilità e della sicurezza per i collettori a riscaldamento di liquido. Essa, inoltre, fornisce tre metodi di prova per la caratterizzazione delle prestazioni termiche dei collettori a riscaldamento di liquido. Detta norma, tuttavia, non è applicabile ai collettori in cui l'unità di accumulo termico è parte integrante del collettore nella misura in cui il processo di captazione non può essere separato dal processo di accumulo per scopi di misurazione di questi due processi. I collettori fuori serie (collettori incorporati, integrati nel tetto che non comprendono moduli realizzati in fabbrica e che sono assemblati direttamente nel luogo di installazione) non possono, nella loro forma effettiva, essere sottoposti alle prove di durabilità, affidabilità e prestazione termica secondo la presente norma.

Con la norma UNI EN 12976-1:2006 si specificano le metodologie di validazione delle prestazioni termiche, attraverso la prova dell'impianto nella sua globalità per la validazione dei requisiti degli impianti solari termici prefabbricati. La norma specifica i requisiti di durabilità (inclusa la resistenza meccanica), di affidabilità e di sicurezza delle varie componenti dell'impianto solare termico e degli impianti solari termici prefabbricati.

La successiva norma UNI EN 15316-4-3:2008 ha lo scopo di fornire i dati in ingresso e in uscita necessari per il metodo di calcolo, per i sistemi solari termici (incluso il controllo), per il riscaldamento, per la produzione di acqua calda sanitaria negli edifici e per la combinazione di entrambi.

Nell'aprile del 2012 è stato emanato il Decreto Attuativo "FER elettriche". Tale decreto, firmato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, stabilisce una serie di importanti novità per i diversi settori delle tecnologie e delle fonti rinnovabili. La normativa inerente al solare termodinamico è presente all'articolo 28 e stabilisce quelli che devono essere i requisiti generali per ricevere incentivi nella realizzazione e nella gestione di impianti solari termodinamici. Una successiva normativa è stata emanata nel 2016, ed è articolata in 3 parti:

1. UNI 10349-1:2016: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata"
2. UNI/TR 10349-2:2016: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 2: Dati di progetto"
3. UNI 10349-3:2016: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 3: Differenze di temperatura cumulate (gradi giorno) ed altri indici sintetici".

L'ultima norma pubblicata dall'Ente Nazionale Italiano di Unificazione nel 2018 è la norma EN 12977:2018 "Impianti solari termici e loro componenti - Impianti assemblati su specificata, che specifica i requisiti di durabilità, di affidabilità e di sicurezza degli impianti solari di piccole e di grandi dimensioni, assemblati su specifica per il riscaldamento ed il raffrescamento con un mezzo termovettore liquido per edifici residenziali e applicazioni similari. La norma in questione contiene i requisiti sul processo di progettazione di sistemi assemblati di grandi dimensioni ed è suddivisa in 5 parti:

- Parte 1: Requisiti generali per collettori solari ad acqua e sistemi combinati
- Parte 2: Metodi di prova per collettori solari ad acqua e sistemi combinati
- Parte 3: Metodi di prova della prestazione per serbatoi di stoccaggio degli scaldacqua solari
- Parte 4: Metodi di prova per le prestazioni di accumuli solari combinati
- Parte 5: Metodi di prova della prestazione per sistemi di regolazione.

5.4.2 Caratteristiche salienti della tecnologia

La tecnologia solare termica risulta attualmente matura ed affidabile, garantendo ottime prestazioni energetiche associate a notevoli risparmi economici. La conversione dell'irraggiamento solare in energia termica avviene mediante l'implementazione di un collettore captante (pannello solare termico) nel quale evolve un fluido termovettore avente lo scopo di assorbire una parte di tale energia incidente e successivamente immagazzinarlo attraverso un accumulatore. Il sistema di accumulo generalmente integra una caldaia, al fine di garantire la produzione di acqua calda anche in caso di maltempo prolungato. Uno degli elementi principali di ogni sistema solare termico è costituito dal collettore, a cui è associata un'efficienza definita come capacità di conversione dell'energia solare incidente in energia termica assorbita dal fluido termovettore, risulta quindi necessario considerare diverse tipologie di collettore installabili al di fine di meglio apprezzarne le caratteristiche e le diverse tipologie di impiego. Sotto questo profilo, i principali tipi di collettori utilizzati per l'accumulo di energia termica risultano:

- Pannelli piani: ulteriormente sotto classificabili in due sottocategorie, collettori vetrati e collettori scoperti.
- Pannelli sottovuoto.

I pannelli piani scoperti sono prevalentemente impiegabili in zone contraddistinte da alte temperature ambientali, dal momento che presentano un ottimo livello di efficienza e sono adatti alla produzione di acqua sanitaria fino a 40 °C. La tecnologia produttiva relativa a questo tipo di pannelli si caratterizza per l'assenza

di una copertura vetrata e di isolante esterno: tale conformazione non consente di limitare le perdite verso l'esterno e, inoltre, non garantisce nessuna schermatura dagli agenti climatici e dalle condizioni meteo avverse.

Per quanto riguarda i pannelli piani vetrati, l'implementazione della copertura vetrata consente la selettività delle radiazioni uscenti dal pannello e, quindi, la diminuzione delle perdite verso l'esterno riflettendo i raggi infrarossi provenienti dal collettore. Tale tecnologia presenta efficienze maggiori con conseguenti aumenti dei costi d'acquisto.

Infine, prendendo in considerazione i pannelli sottovuoto, essi non si discostano dai pannelli vetrati se non per l'implementazione di una coibentazione dei fasci tubieri attraverso tubazioni di vetro sottovuoto. A differenza dei pannelli piani, questa tipologia di collettori non conduce calore, per cui non si verificano perdite per convezione e conduzione: pertanto, il loro rendimento è superiore. Questa soluzione presenta una maggiore capacità di trattenere il calore accumulato in condizioni atmosferiche avverse, garantendo prestazioni elevate e costanti durante l'intero arco dell'anno. I collettori sottovuoto hanno efficienze del 15% circa superiori ai migliori collettori piani. Nonostante la vita media dichiarata sia di circa 20 anni, nella realtà tali tipi di collettori perdono alcune loro caratteristiche peculiari prima di tale scadenza, determinando una riduzione della vita tecnica. Visto l'elevato costo di tale tecnologia, al momento il rapporto costo/beneficio resta a favore dei collettori piani che sono indubbiamente i più utilizzati e che garantiscono una vita dai 20 anni, fino ai 30 anni nel caso di collettori scoperti.

A fronte di tali considerazioni, la Figura 5.28 mette in evidenza l'andamento dell'efficienza del collettore al variare della differenza di temperatura tra collettore e ambiente.

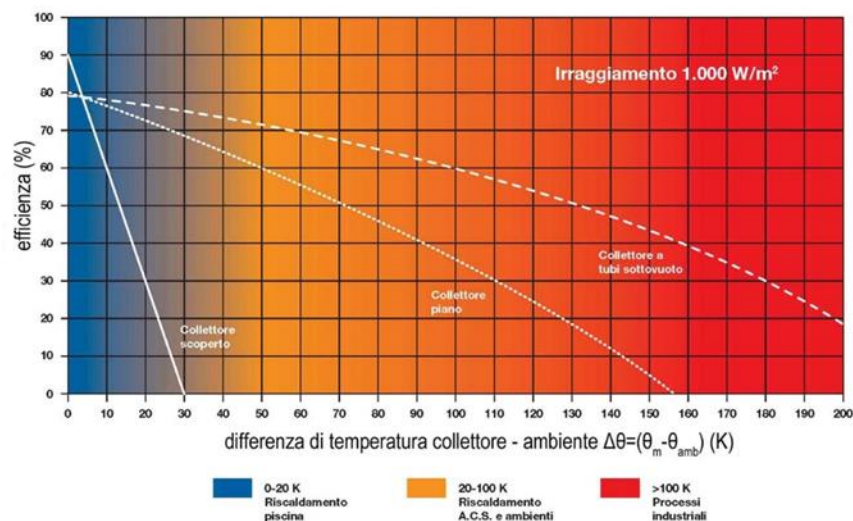


Figura 5.28: Collettori per impianti solari termici: relazione tra efficienza del collettore e differenza di temperatura

Dall'analisi dei dati riportati in figura si evidenzia la maggiore stabilità di efficienza dei collettori sottovuoto rispetto alle altre tecnologie. La scala di colore in figura è in funzione della differenza di temperatura (tra il collettore e l'ambiente), permettendo di associare al colore il tipo di applicazione e il tipo di tecnologia utilizzabile. In ragione di ciò appare evidente come sia possibile sfruttare i pannelli solari termici per la produzione di energia termica finalizzata ad alcune attività industriali associabili alla temperatura raggiunta dal sistema. Ad esempio la produzione di calore di processo per l'industria agroalimentare mediamente necessita il raggiungimento di temperature inferiori ai 100 °C: tale valore è perfettamente compatibile con i collettori di tipo sottovuoto e piani sopra descritti. Per valutare la fattibilità di installazione di impianti solari termici è necessario verificare il range di temperatura di esercizio e la continuità di tale nel tempo. A fronte di tale possibilità d'implementazione della tecnologia solare termica nell'industria risulta necessario includere la possibilità di adottare collettori a concentrazione, caratterizzati dalla possibilità di concentrare l'energia solare in un punto specifico detto fuoco, capaci di raggiungere temperature maggiori di 400 °C.

Un altro aspetto particolarmente importante è rappresentato dal sistema di circolazione del fluido termovettore adottato. Sotto questo profilo è possibile individuare due tipologie d'impianto: a circolazione naturale, e a circolazione forzata. Nel primo caso la principale spinta motrice è dovuta alla variazione della densità dell'acqua che riscaldandosi diminuisce la propria densità e quindi per spinta galileiana risale nel condotto grazie alle correnti convettive dipendenti dalla temperatura. Tale soluzione garantisce una semplicità d'impianto è necessario però installare l'accumulatore termico ad un'altezza superiore del pannello ed inoltre ad una distanza ravvicinata da esso. Mentre la circolazione forzata impiega l'utilizzo di pompe per la circolazione del fluido evolvente nel sistema, tale tipologia viene adotta dove la circolazione naturale non sia applicabile ad esempio nelle realtà industriali.

5.4.3 Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico del sistema Portuale della Sardegna provenienti da tecnologia solare termica

Come per il caso del fotovoltaico, una volta esaminati il contesto normativo di riferimento e lo stato attuale delle soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato in relazione alla tecnologia solare-termica sopra richiamati, si è proceduto ad analizzare gli scenari per il soddisfacimento del fabbisogno energetico del Sistema Portuale della Sardegna mediante detta tecnologia.

A tal proposito l'analisi finalizzata alla produzione di energia termica mediante l'utilizzo di impianti solari termici deve necessariamente partire dall'individuazione dei collettori termici suddividendoli in base al tipo di utilizzo, potendo in particolare classificare gli stessi in:

1. Collettori per produzione di sola acqua sanitaria (ACS).
2. Collettori per produzione di ACS e riscaldamento.
3. Collettori per la produzione di calore di processo a bassa temperatura.
4. Collettori per la produzione di calore di processo a media temperatura.

A fronte di tale classificazione vengono di seguito riportati alcuni modelli presenti nei database del Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Tabella 5.14. Collettori per la produzione di sola acqua calda sanitaria

UTILIZZO	MARCA	MODELLO	SUPERFICIE LORDA SINGOLO COLLETTORE [mq]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=50°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=75°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=150°C) [kWh/anno]
ACS	AcquaPower	AS-2,37	2,37	1157	676	-
ACS	ARISTON	KAIROS XP 2.5-1 H	2,52	1247	781	-
ACS	BOSCH	FCC 220-2V	2,09	863	486	-
ACS	CMG SOLARI	EVO 2000	2,02	839	501	-

Tabella 5.15. Collettori piani per produzione di ACS e riscaldamento

UTILIZZO	MARCA	MODELLO	SUPERFICIE LORDA SINGOLO COLLETTORE [mq]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=50°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=75°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=150°C) [kWh/anno]
ACS - Riscald.	ATAG ITALIA	SOLE250	2,52	1213	715	-
ACS - Riscald.	RIELLO	RPS 25/2 EVO	2,30	1076	652	-
ACS - Riscald.	BOSCH	FKC - 25	2,37	1111	675	-
ACS - Riscald.	CMG SOLARI	EVO 2500	2,53	1059	633	-

Tabella 5.16. Collettori per la produzione di calore di processo a bassa temperatura

UTILIZZO	MARCA	MODELLO	SUPERFICIE LORDA SINGOLO COLLETTORE [mq]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=50°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=75°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=150°C) [kWh/anno]
CPBT	CMG SOLARI	EVO 2500H	2,52	1068	638	-
CPBT	PLEION	X-AIR 14	2,63	1360	1107	-
CPBT	SUNERG SOLAR	HV12	2,17	1149	965	-

Tabella 5.17. Collettori per la produzione di calore di processo a media temperatura

UTILIZZO	MARCA	MODELLO	SUPERFICIE LORDA SINGOLO COLLETTORE [mq]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=50°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=75°C) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE (Tcoll_AVG=150°C) [kWh/anno]
CPMT	SONDAG ENERGY	Diamond SKY 50	49,94	59008	56805	49351

Analizzando la produzione di energia termica annua sviluppabile dai pannelli solari riportati nelle tabelle si riscontra, come precedentemente detto, che all'aumentare della temperatura media del collettore l'energia sviluppabile tende a diminuire a fronte delle perdite di scambio termico verso l'ambiente.

Successivamente all'individuazione dei principali collettori, suddivisi in categorie di utilizzo in base alle temperature d'esercizio, è necessario considerare il fabbisogno delle singole utenze. A fronte di ciò, non disponendo di dati puntuali di consumo relativi alle singole utenze afferenti a ciascuno dei porti di competenza AdSP del Mar di Sardegna, non è possibile stimare la richiesta termica delle categorie 2, 3 e 4 in quanto tale analisi richiederebbe la valutazione puntuale di ogni singolo caso di studio.

Limitando le analisi alla produzione di acqua sanitaria ASC è possibile stimare su base teorica i consumi necessari a soddisfare la richiesta energetica termica. L'analisi per il calcolo dei volumi degli accumulatori termici considera il valore dell'energia producibile annualmente suddivisa per 365 giorni, ricavando così la producibilità media giornaliera.

Viene quindi considerato un accumulatore, separato dal circuito proveniente dal collettore, ricevente l'energia termica attraverso uno scambiatore di calore, realizzando in tal modo due circuiti separati. Considerando per l'analisi un fabbisogno di acqua sanitaria di 40 l/giorno per persona, sono stati ricavati i volumi d'accumulo termico dei pannelli proposti attraverso l'introduzione dei seguenti parametri:

- Differenza di temperatura di 60 °C (calcolata come $T_{coll_out^*} - T_{acqua}$, rispettivamente 75°C e 15°C).
- Calore specifico dell'acqua: 4186 J/(kg*°C).

Tabella 5.18. Caratteristiche tecniche di impianti per la produzione di energia solare termica: tipo di collettore, energia annua e giornaliera prodotta, volume di accumulo e superficie occupata¹¹⁶

MARCA	MODELLO	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE ($T_{coll_AVG}=50^{\circ}C$) [kWh/anno]	ENERGIA PRODOTTA GIORNALMENTE [kWh/giorno]	VOLUME ACCUMULO TERMICO [l]	SUPERFICIE LORDA SINGOLO COLLETTORE [mq]
AcquaPower	AS-2,37	1157	3.17	45.44	2,37
ARISTON	KAIROS XP 2.5-1 H	1247	3.42	48.97	2,52
BOSCH	FCC 220-2V	863	2.36	33.89	2,09
CMG SOLARI	EVO 2000	839	2.30	32.95	2,02

Esaminando i dati in tabella e considerando il predetto valore obiettivo di 40 l/persona, si evidenzia come le prime due tipologie di collettore proposti possano considerarsi conformi alle ipotesi fatte, mentre per le altre due tipologie è necessaria una maggiorazione dell'area captante per soddisfare la richiesta termica di acqua sanitaria a 50 °C.

Considerando i campioni mostrati è possibile mediare i valori dei volumi di accumulo termico e dell'energia prodotta, rapportando tali valori al valore medio della superficie lorda, in modo tale da ricavare degli indicatori atti alla stima delle energie e dei volumi di accumulo.

kWh_anno/mq	kWh_giorno/mq	l_acc/mq
456.22	1.25	17.92

A fronte delle precedenti ipotesi tali valori consentono di calcolare, sulla base del numero di persone considerate, l'energia annua, giornaliera ed infine il volume d'accumulo complessivo minimo da implementare nel circuito di distribuzione. A tal fine sono stati riportati i valori del numero massimo di dipendenti in base alla dimensione dell'impresa (PMI CE).

¹¹⁶ Fonte: Ns. elaborazione

n° persone massime	Tipo impresa
10	microimpresa
50	piccole imprese
80	-
250	medie imprese

Assumendo quindi le considerazioni precedentemente esaminate è possibile stimare l'energia giornaliera richiesta per la produzione di ACS, l'energia annua complessiva, l'area lorda dell'impianto ed infine il numero di pannelli da installare, come riportati nella Tabella 5.19 tabella sottostante.

Tabella 5.19. Impianti di produzione per energia solare termica: dati di sintesi¹¹⁷

n° persone massime	Tipo impresa	V_acc_tot	Energia giornaliera [kWh]	Energia annua [kWh]	Area lorda totale	n° pannelli
10	microimpresa	403	28,12	10265,00	22,50	8
50	piccole imprese	2016	140,62	51325,00	112,50	40
80	-	3225	224,99	82120,00	180,00	64
250	medie imprese	10078	703,08	256625,00	562,50	200

Confrontando i risultati ottenuti con una caldaia a gas naturale è possibile ricavare i risparmi in termini di CO₂ dovuti all'implementazione di un circuito solare termico. Assumendo a parità di potenza sviluppata nell'accumulatore un rendimento termico del 90% sono state calcolate le energie giornaliere ed annuali prodotte in combustione, ed infine considerando un fattore di emissione per il gas naturale di 0.205 kg di CO₂/kWh sono stati calcolati i risparmi in termini di anidride carbonica.

Tabella 5.20. Riduzione delle emissioni di CO2 mediante installazione di impianti solari termici: dati di sintesi¹¹⁸

n° persone	kWh_GN/giorno	kWh_GN/anno	kg CO2 giornalieri	tonnellate CO2 anno
10	31,25	11.405,56	6,41	2,34
50	156,24	57.027,78	32,03	11,69
80	249,98	91.244,44	51,25	18,71
250	781,20	285.138,89	160,15	58,45

Considerando i risultati sopra riportati, a fronte dell'impossibilità di uno studio accurato in cui vengono studiati caso per caso gli impianti esistenti e quindi la possibilità di implementazione di solare termico, è possibile definire i vantaggi di questa tecnologia. L'installazione di impianti solari termici consente una riduzione dei costi in bolletta, risparmiando in termini di energia sviluppata attraverso la combustione di combustibili una frazione pari al 50%-70%, ricordando che è sempre necessaria una componente ausiliaria per il riscaldamento in quanto, in condizioni meteo avverse, dovrà essere sempre garantita la produzione di ACS. Inoltre, il risparmio di energia si traduce direttamente in una riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera in quanto la combustione viene sostituita completamente dall'irraggiamento solare.

5.4.4 Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti

Per la realizzazione di impianti solari termici è necessario un censimento degli impianti installati per la produzione di ACS e riscaldamento degli ambienti presenti nelle strutture in concessione dall'AdSP del Mar di Sardegna. Sotto questo profilo, invero, risulta interessante studiare i processi interni alle aziende ubicate in aree portuali al fine di identificare le quote di energia termica costanti nel tempo che potrebbero essere soddisfatte mediante la progettazione e installazione di questo tipo di impianti.

Partendo quindi dalla conoscenza di tali dati è necessario individuare la disponibilità della fonte solare in loco individuando l'irradiazione e le temperature medie giornaliere. Tenendo conto che le fonti rinnovabili risultano aleatorie, in quanto dipendono dalle condizioni climatiche, è necessario bilanciare in maniera adeguata i costi e il fabbisogno energetico da sostenere in quanto difficilmente sarà possibile soddisfare

¹¹⁷ Fonte: Ns. elaborazione

¹¹⁸ Fonte: Ns. elaborazione

l'intera richiesta di energia. Inoltre, è necessario porre particolare attenzione all'individuazione geografica in relazione alle possibili zone d'ombra che ridurrebbero la quota di energia convertita. A fronte di tali considerazioni viene riportato in Figura 5.29 uno schema semplificato di un impianto per la produzione di ACS e riscaldamento. Lo schema riportato, in particolare, mostra un impianto a circolazione forzata in cui il circuito primario del collettore è mosso attraverso una pompa, l'acqua calda viene circolata attraverso uno scambiatore di calore implementato nella caldaia nella quale risulta associato un circuito ausiliario con un secondo scambiatore. L'acqua fredda proveniente dall'acquedotto (15°C) si riscalda nell'accumulatore per poi essere direzionata alle utenze. L'accumulatore in condizioni ottimali dovrà garantire una stratificazione di temperature omogenea, all'aumentare della quota la temperatura necessariamente dovrà aumentare (50°C).

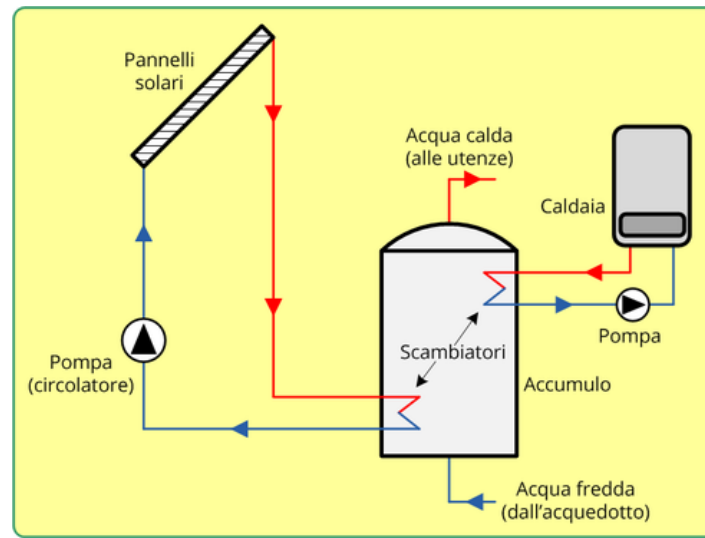


Figura 5.29. Schema semplificato di impianto per la produzione di ACS e riscaldamento. (Fonte: <https://www.bottegaenergia.com/solare-termico.html>)

Per quanto concerne la produzione di calore per impianti di processo, l'utilizzo di impianti solari termici a concentrazione presenta ottime compatibilità con l'industria agroalimentare ed in particolare nei processi per la produzione di formaggi. Tali applicazioni consentono la produzione di energia termica a medio bassa temperatura per processi industriali. Sotto questo profilo, in ragione delle specificità produttive della regione è interessante evidenziare come l'azienda CSP-F nel 2015/2016 ha realizzato un impianto solare a concentrazione attraverso la tecnologia dei collettori Fresnel per il caseificio Nuova Sarda Industria Casearia. L'impianto installa una potenza di 470 kW termici consentendo di produrre annualmente 800 ton/anno di vapore a 200°C ad una pressione di 12 bar, consentendo inoltre un risparmio di 50.000 litri di gasolio a cui corrisponde circa 180 tonnellate di CO₂ risparmiate.

A fronte di tali considerazioni risulta interessante studiare la possibilità d'implementazione di tali soluzioni impiantistiche in compartimenti industriali adatti. Per quanto riguarda l'implementazione di tale tecnologia risulta fondamentale proporre ai concessionari presenti nelle aree dell'AdSP del Mar di Sardegna se la fattibilità dei progetti d'implementazione risulta conforme al tipo di attività svolta all'interno delle loro aziende. Per quanto riguarda invece la possibilità di implementazione di impianti solari termici per la produzione di ACS e riscaldamento non si rilevano particolari criticità in merito all'implementazione di tali, risulta tuttavia conveniente comunicare con i concessionari in modo da strutturare interventi finalizzati all'efficientamento energetico.



Figura 5.30. Impianto solare termico con collettori Fresnel del caseificio Nuova Sarda Industria Casearia (Fonte: qualenergia.it)

Su questa linea d'azione rientrerebbe anche la valutazione dell'entità di apporto di energia termica nel caso venisse realizzato a Cagliari, all'interno del Porto Canale, un distretto energetico finalizzato al trattamento dei rifiuti, alla produzione di energia elettrica ed alla dissalazione dell'acqua per scopi industriali ad uso delle utenze portuali.

L'impiego di un impianto termico solare potrebbe efficacemente integrare l'apporto di calore generato dal trattamento dei rifiuti per dissalare l'acqua così come indicato al paragrafo finale delle conclusioni.

5.4.5 La climatizzazione attraverso lo sfruttamento della Geotermia

Il riscaldamento e il raffreddamento hanno un ruolo speciale da svolgere nella transizione verso un sistema energetico sostenibile. A livello globale, questo settore è responsabile di quasi il 40% della domanda globale di energia. In Europa, il 52% della domanda finale di energia proviene dal riscaldamento e dal raffreddamento.

Nel settore del riscaldamento e del raffreddamento, oggi sono disponibili tecnologie per ottenere la decarbonizzazione al 100%. Le pompe di calore possono svolgere un ruolo importante come soluzioni autonome o in combinazione con biomassa, energia solare termica, geotermia diretta e gas verde.

"Le pompe di calore consentono alla società di rimuovere le emissioni dal riscaldamento e dal raffreddamento e hanno diversi vantaggi economici, ambientali e sociali aggiuntivi per un futuro sostenibile, non ultimo aiutano a modernizzare le nostre economie e a mantenere posti di lavoro non delocalizzati in Europa" [Heat Roadmap Europe - Una strategia di riscaldamento e raffreddamento a basse emissioni di carbonio per l'Europa].

5.4.5.1 Caratteristiche salienti della tecnologia geotermica

La pompa di calore è una macchina comunemente usata per il condizionamento dell'aria dei locali (e / o della produzione di acqua calda sanitaria) in grado di trasferire calore da una fonte termica a bassa temperatura a un pozzo termico a temperatura più elevata. Questo processo, non essendo di natura spontanea, richiede un certo apporto energetico comunemente rappresentato da energia elettrica, energia meccanica, combustibile o altra fonte di calore ad alta temperatura. La Figura 5.31: mostra a livello di principio un ciclo di compressione di vapore che può fornire sia riscaldamento che raffreddamento.

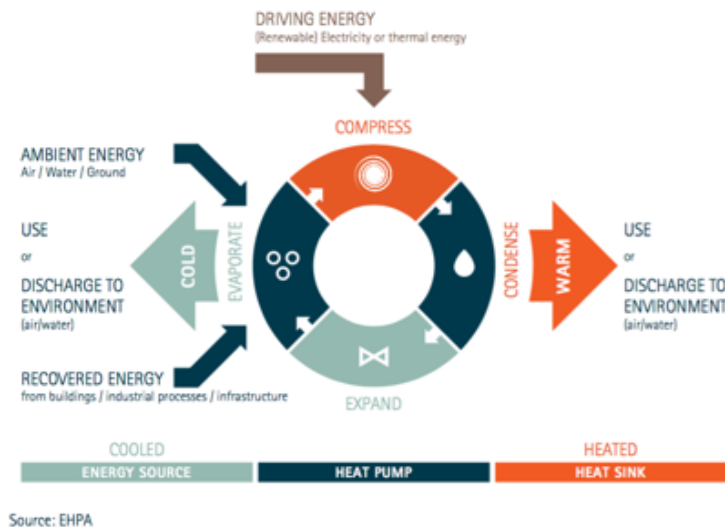


Figura 5.31: Schematizzazione del principio del ciclo di compressione del vapore

In modalità riscaldamento, una pompa di calore preleva il calore dall'ambiente esterno a una temperatura più bassa (dall'aria, dalle acque superficiali o sotterranee) e lo scarica all'interno dell'edificio, a una temperatura più elevata. Le macchine reversibili, grazie alla possibilità di invertire il ciclo, possono funzionare anche in modalità raffreddamento e in questo caso il calore viene prelevato dall'interno dell'edificio e trasferito all'aria esterna, all'acqua o al suolo.

Il ciclo di compressione del vapore (mostrato in Figura 5.31) è implementato nella maggior parte delle pompe di calore disponibili sul mercato.

Il compressore della pompa di calore può essere azionato da un motore elettrico o un motore a combustione interna.

Una quota minore di pompe di calore che utilizzano il ciclo di compressione del vapore è azionata da motori a combustione e, a seconda del processo, ciò si distingue ulteriormente nei processi di adsorbimento e assorbimento. I sistemi di adsorbimento sono di sviluppo più recente, mentre i sistemi di assorbimento sono più utilizzati nelle pompe di calore a gas. Le pompe di calore ad assorbimento di gas (GAHP) utilizzano energia rinnovabile con tecnologia a pompa di calore in un processo chimico guidato dall'energia termica. Le fonti di energia possono essere gas, energia solare termica o calore di scarto. Sono adatti per essere installati nel teleriscaldamento o in aree con una rete elettrica debole.

Con riferimento al tipo di fonte termica utilizzata, le pompe di calore sono classificate come aerotermiche, geotermiche o idrotermiche se sfruttano rispettivamente l'aria, il suolo o le acque superficiali. Grazie al loro principio di funzionamento, queste macchine sono considerate fondamentali per aumentare l'uso di fonti di energia rinnovabile.

5.4.5.2 Efficienza della pompa di calore

L'efficienza termica di una pompa di calore è descritta come Coefficiente di prestazione (COP). Questo fattore descrive il rapporto tra l'energia termica prodotta (in altre parole l'energia utile disponibile per il riscaldamento o il raffreddamento) e l'energia in ingresso al processo (nel caso della pompa di calore a compressione elettrica si tratta dell'elettricità necessaria per far funzionare il compressore).

L'efficacia della pompa di calore dipende dalla differenza di temperatura tra la fonte di energia e il dissipatore di energia (variazione di temperatura espressa in K). Minore è la temperatura necessaria per il riscaldamento e maggiore è la temperatura della fonte di calore, meno lavoro deve essere svolto dal compressore e, quindi, più efficiente sarà l'unità della pompa di calore. Lo stesso vale per il raffreddamento. La Figura 5.32 illustra questa relazione.

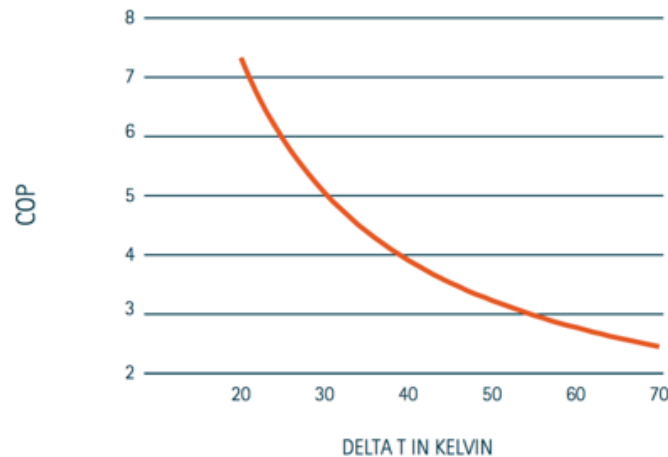


Figura 5.32: Relazione tra COP e temperatura

Il coefficiente di prestazione è determinato in condizioni standard in laboratorio. Questo approccio standardizzato consente il confronto di diverse pompe di calore per quanto riguarda la loro efficienza. Le misure si basano sulla norma EN14511.

L'efficienza di un sistema a pompa di calore operativo dipende dall'efficienza dell'unità e dai requisiti di energia termica dell'edificio in cui l'energia viene utilizzata. Il fabbisogno energetico dell'edificio dipende principalmente dalla sua qualità energetica e dalla sua zona climatica locale. L'efficienza stagionale di una pompa di calore viene determinata pesando l'efficienza dell'unità in condizioni operative standard con il numero di giorni in cui si verificano. La misura risultante è il coefficiente di prestazione stagionale (SCOP). Questo fattore è determinato utilizzando la norma europea EN 14825 e viene anche utilizzato per fornire un confronto più realistico delle pompe di calore in diverse zone climatiche.

L'efficienza della produzione di acqua calda dipende dalle quantità e dai livelli di temperatura dell'acqua utilizzata. È determinato tramite una serie di cicli di riferimento giornalieri rappresentativi stabiliti nella norma europea EN 16147. La misura risultante è un coefficiente di prestazione giornaliero per la produzione di acqua calda (COPDHW).

L'approccio più completo per determinare l'efficienza di un sistema con pompa di calore è quello di misura le prestazioni di un'unità installata in un edificio o in un processo. Il risultato è chiamato fattore di prestazione stagionale (SPF). L'SPF si applica a una combinazione specifica di pompe di calore, edifici e zone climatiche. Consente la valutazione energetica dell'installazione in un edificio specifico. Per confrontare valori SPF diversi, i confini del sistema devono essere identici.

In relazione all'energia primaria, ad esempio il gas naturale, una pompa di calore azionata con l'elettricità prodotta da un generatore di gas a ciclo combinato può raggiungere un'efficienza, in termini di energia resa per il condizionamento dell'aria rispetto al potenziale chimico utilizzato dalla centrale, di oltre il 200 %.

5.4.5.3 Pompe di calore ad acqua

In ambito portuale possono essere di maggiore interesse le pompe di calore con riferimento geologico, da intendersi che utilizzano come sorgente di riferimento l'acqua di mare o il terreno portuale mediante sonde in grado di scambiare il calore con gli strati più profondi del terreno dell'area portuale.

Per questo tipo di tecnologia i Coefficienti di Prestazione (COP) caratteristici per il periodo invernale variano tra 3,5 e 5 e in quello estivo tra i 4 e 6.

In alcuni casi, in fase estiva, la pompa di calore di calore può essere disattivata e predisporre l'intervento del sistema di climatizzazione per un semplice scambio tra un fluido intermedio e l'acqua esterna a bassa temperatura.

L'utilizzo dell'acqua come medium termico comporta diversi vantaggi rispetto all'aria. In primis, ha un rateo di scambio termico superiore. Questo significa che, a parità di differenza di temperatura, l'acqua scambierà

una quantità di calore maggiore, consentendo la riduzione delle superfici di scambio. Inoltre, è dotata di un'inerzia termica maggiore (il calore specifico è di 4,18 kJ/kgK, rispetto a 1 kJ/kgK dell'aria). Questo significa che impiegherà più tempo a riscaldarsi o raffreddarsi rispetto all'aria ambiente. Quindi le temperature si manterranno più costanti e, in inverno, superiori (in estate, inferiori) innalzando il COP dell'impianto.

5.4.5.3.1 Utilizzo di acqua di mare come sorgente termica

Un aspetto importante nell'uso all'acqua di mare come sorgente termica nelle pompe di calore è la presenza di impurità. Contiene infatti cloruro di sodio, cloruro di magnesio e un certo quantitativo di solfato di sodio e solfato di calcio che ne determinano le caratteristiche di corrosività e durezza. Le strutture di acciaio andranno dunque in contro a problemi maggiori di quelli che incontrerebbero in presenza di acqua dolce. L'acqua di mare contiene inoltre una varietà biologica composta da alghe, batteri e microorganismi che, moltiplicandosi e attaccandosi alle strutture, ne potrebbe ostacolare il corretto funzionamento. Inoltre, i movimenti della marea potrebbero essere di movimentazioni e accumuli di sabbia, soprattutto in presenza di coste rocciose, baie e frangiflutti.

Ci sono differenti soluzioni impiantistiche che riguardano le pompe di calore che usano acqua di mare come sorgente. In generale si identificano due macro-categorie definite open-loop e closed-loop.

5.4.5.3.2 Sistemi open-loop

I sistemi open-loop utilizzano acqua proveniente da pozzi o dal mare come fluido operativo: l'acqua entra direttamente a contatto con lo scambiatore interno della pompa di calore e dopo aver ceduto calore al sistema viene rimandata al bacino di prelievo. Con questo sistema si può operare con differenziali di temperatura di pochi gradi tra l'acqua e il fluido in evaporazione e ciò permette di avere alti COP (alta efficienza). In generale gli impianti open-loop sono meno costosi dei closed-loop, sebbene necessitino di una collocazione adeguata, laddove siano presenti grandi masse d'acqua con una qualità accettabile da essere fatta circolare nell'impianto. La necessità di attingere all'acqua più profonda, per ragioni di purezza o per risentire meno delle fluttuazioni della temperatura dell'aria può provocare un aggravio dei costi di pompaggio.

5.4.5.3.3 Sistemi closed loop

Nei casi in cui l'assetto open-loop sia da evitare si può ricorrere al closed-loop che comporta un aumento del costo degli impianti. In questo caso un fluido antigelo, ad esempio una soluzione di acqua e glicol etilenico, viene fatta circolare in uno scambiatore di materiale plastico sommerso dall'acqua. Questo fluido si interpone, dunque, tra l'acqua del mare e il fluido circolante nella pompa di calore. Esiste però una variante a questo sistema, chiamata *direct exchange*, in cui il fluido operante nella pompa di calore viene direttamente inviato in uno scambiatore posto a contatto con la fonte di calore. La soluzione *direct exchange* richiede maggiori spese di compressione e potrebbe non essere praticabile per la presenza di un ambiente corrosivo o per eventuali normative che impediscano di far circolare i fluidi operativi della pompa direttamente a contatto con l'ambiente.

Una soluzione alternativa è offerta dalla possibilità di effettuare dei pozzi sulla spiaggia che arrivino alla falda sotterranea da cui attingere l'acqua necessaria al funzionamento della pompa di calore. Questa soluzione consente di attingere ad una fonte ancora più stabile, con una temperatura più alta durante l'inverno e più bassa durante l'estate rispetto all'acqua prelevata dalla superficie marina. L'impianto operante con queste condizioni risulta, in molti casi, competitivo rispetto a più tradizionali soluzioni open-loop e closed loop. D'altra parte, per le spese di perforazione potrebbe avere costi superiori alle altre soluzioni.

5.4.5.4 Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico delle pompe di calore provenienti da impianti geotermici dell'Autorità di Sistema Portuale

A partire dagli anni '80 numerose installazioni di pompe di calore che usano acqua di mare sono state effettuate, soprattutto nel Nord Europa. L'impianto di Värtan Ropsten, in Svezia, è, ad oggi, il più grande, in grado di produrre una potenza termica di 180 MW per il sistema locale di riscaldamento centralizzato. È costituito da 6 pompe di calore Unitop 50 FY che hanno una potenza di riscaldamento nominale di 30 MW e assorbono ognuna 8 MW di potenza elettrica (quindi ha un COP di 3.75). L'acqua di mare è addotta ad una profondità di 15 m dove mediamente ha una temperatura di 2.5°C ed è posta a contatto con la superficie dell'evaporatore che si trova a -3°C. L'impianto è in grado di essere regolato dal 10 al 100% della potenza nominale.



Figura 5.33 Unitop 50FW (Fonte: Frioterm)

In Duindorp, un piccolo centro vicino L'Aia, in Olanda, è stato adottato ancora un sistema per il riscaldamento centralizzato imperniato su un sistema *Sea Water Heat Pump* (SWHP). Con lo stesso acronimo si possono indicare anche le *Surface Water Heat Pump*, termine con il quale si intendono, in generale, pompe di calore che attingono da specchi d'acqua di varia natura, quindi anche dal mare). Due pompe di calore "centrali" da 1500 kW l'una attingono acqua di mare che, in inverno, rimane tra i 2°C e i 5°C. Le due pompe di calore servono a riscaldare fino a 11°C un flusso di acqua che viene inviato in una rete distribuzione per alimentare gli utenti che dispongono di una loro pompa di calore per alzare le temperature ai valori richiesti dal sistema di climatizzazione dell'edificio. Le basse temperature del mare (che in estate oscillano intorno agli 11°C) consentono di spegnere le pompe di calore nei mesi più caldi e di usare l'impianto semplicemente come scambiatore di calore per raffreddare l'acqua in circolazione negli ambienti da climatizzare.

In Italia, l'installazione di una SWHP è avvenuta nel piccolo centro di Porto piccolo Sistiana, in provincia di Trieste. Per servire le esigenze di climatizzazione di questa località, sono stati utilizzati prodotti Clivet, consistenti in 17 pompe di calore reversibili e 611 unità terminali per un totale di 3 MW di potenza termica. Con questa installazione si raggiungono COP dell'ordine di 4.4-4.9. Il costo iniziale del sistema è di 2.5-3 milioni di euro.

5.4.5.5 Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti per l'efficientemente energetico impianti geotermici

In relazione ai porti della Sardegna, in cui il clima è temperato, è prevedibile che sia richiesto molto più raffrescamento che non riscaldamento. In questo caso l'uso delle pompe di calore con riferimento geologico rappresenta una soluzione efficiente e con costi di esercizio ridotti, inoltre permette un maggior autoconsumo delle fonti rinnovabili in particolare del solare fotovoltaico la cui produzione di energia elettrica è quasi sincrona con la domanda di energia termica per la climatizzazione.

5.5 EOLICO

La fonte energetica è rappresentata dalla velocità e durata del vento in un determinato sito. RSE S.p.A nell'ambito della Ricerca di Sistema ha prodotto un atlante eolico interattivo della ventosità sul territorio Italiano dove si può evidenziare come i siti del centro-sud Italia, in particolare nella zona Appenninica, e le grandi isole siano di interesse per le installazioni di impianti eolici.

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.

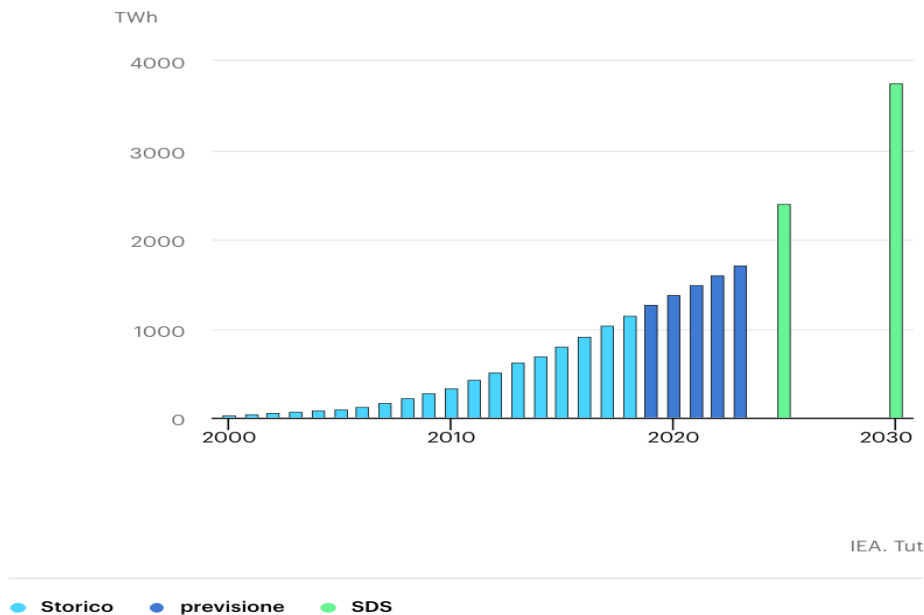


Figura 5.34: Generazione di energia eolica a terra nello scenario di sviluppo sostenibile 2000-2030

5.5.1 Caratteristiche salienti della tecnologia eolica

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. 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 le frequenze 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). I grandi aerogeneratori onshore presenti sul mercato sono dotati di tecnologia molto affidabile. La ricerca è attiva in 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.

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 adatta 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 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.

L'eolico offshore appartiene a una categoria a sé stante, in quanto è l'unica tecnologia di generazione di energia a carico variabile di base. I nuovi progetti eolici offshore presentano fattori di capacità compresi tra il 40% e il 50%, poiché turbine più grandi e altri miglioramenti tecnologici stanno contribuendo a sfruttare al meglio le risorse eoliche disponibili.

A questi livelli, l'eolico offshore corrisponde ai fattori di capacità di efficienti centrali elettriche a gas e centrali elettriche a carbone; in alcune regioni, supera quelle dell'eolico terrestre ed è circa il doppio di quelle del solare fotovoltaico.

La produzione eolica offshore varia in base all'intensità del vento, ma la sua variabilità oraria è inferiore a quella del solare fotovoltaico. Il vento offshore in genere oscilla all'interno di una banda più stretta, fino al 20% da ora a ora, rispetto al solare fotovoltaico, fino al 40% da ora a ora.

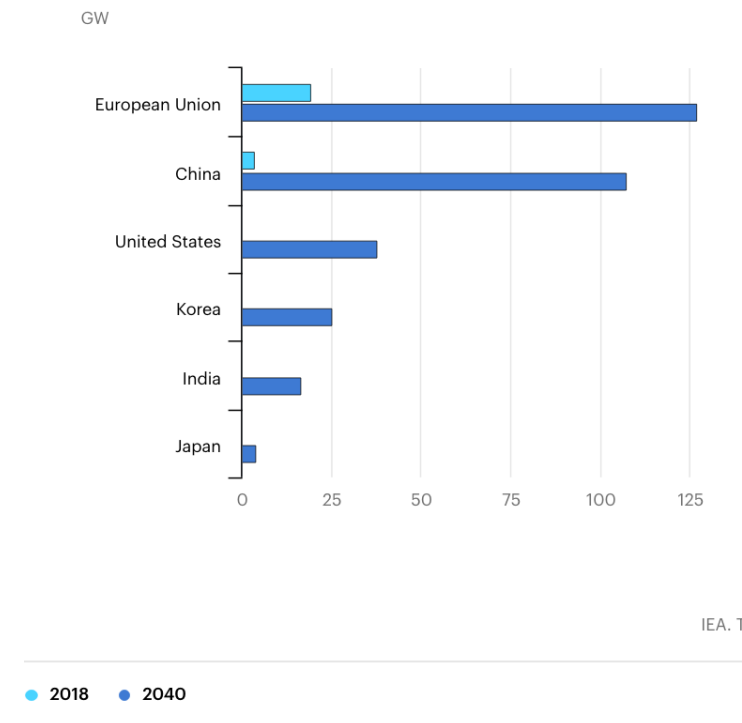


Figura 5.35: Capacità eolica offshore installata, 2018 e 2040, scenario delle politiche dichiarate

Nel settore offshore 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.

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).

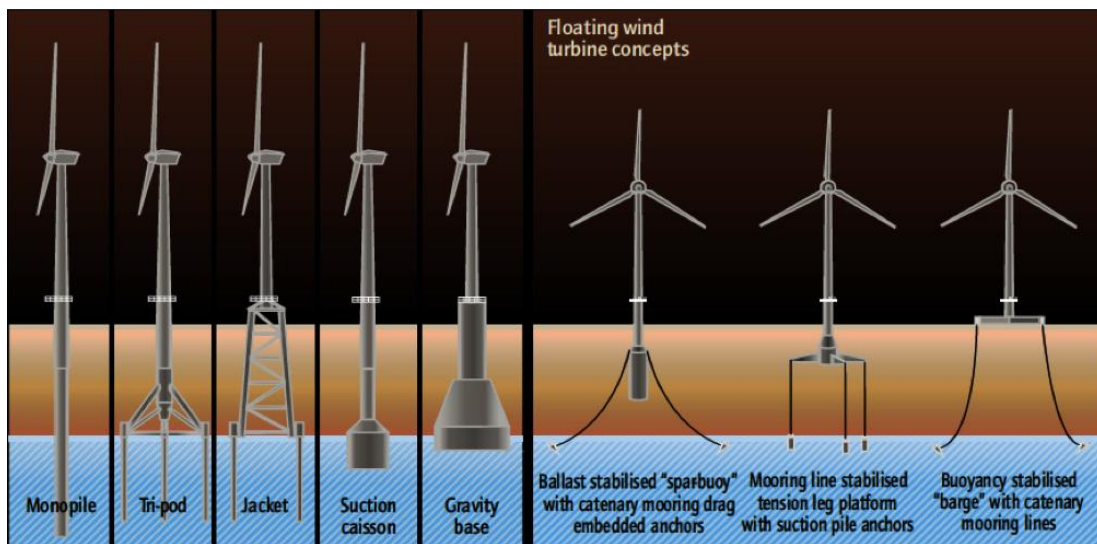


Figura 5.36: Tipologie di installazione di macchine off-shore (Fonte: Wiser, R. et al.)

L'efficienza di una macchina eolica dipende molto dalla tecnologia considerata (cfr. Figura 5.37).

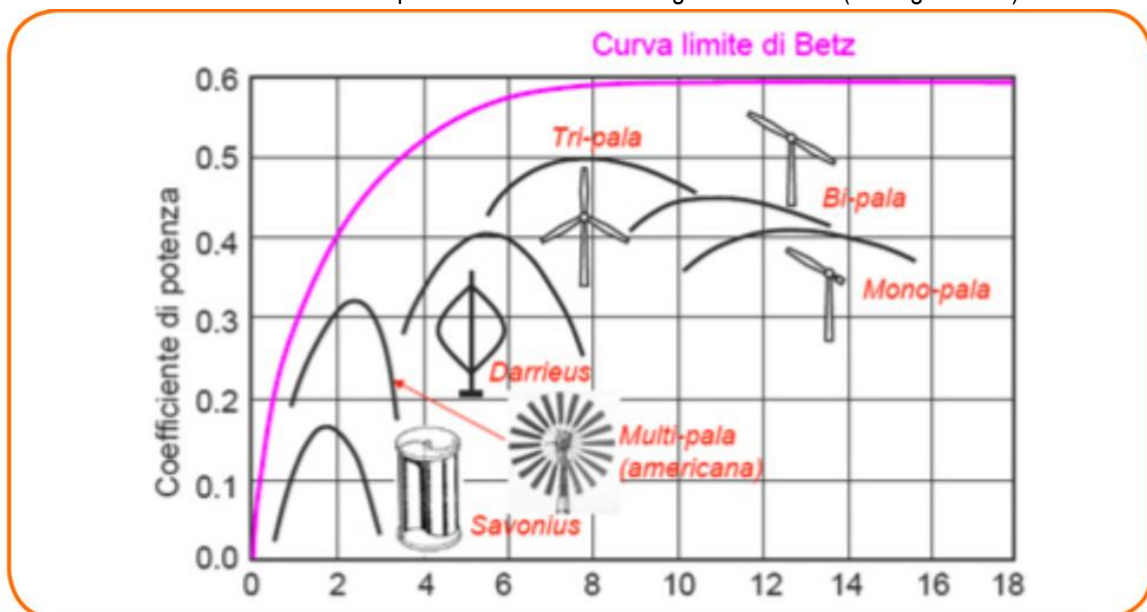


Figura 5.37: Efficienza delle diverse tecnologie di pale eoliche

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 sopravento, nel caso cui le distanze reciproche non siano sufficienti.

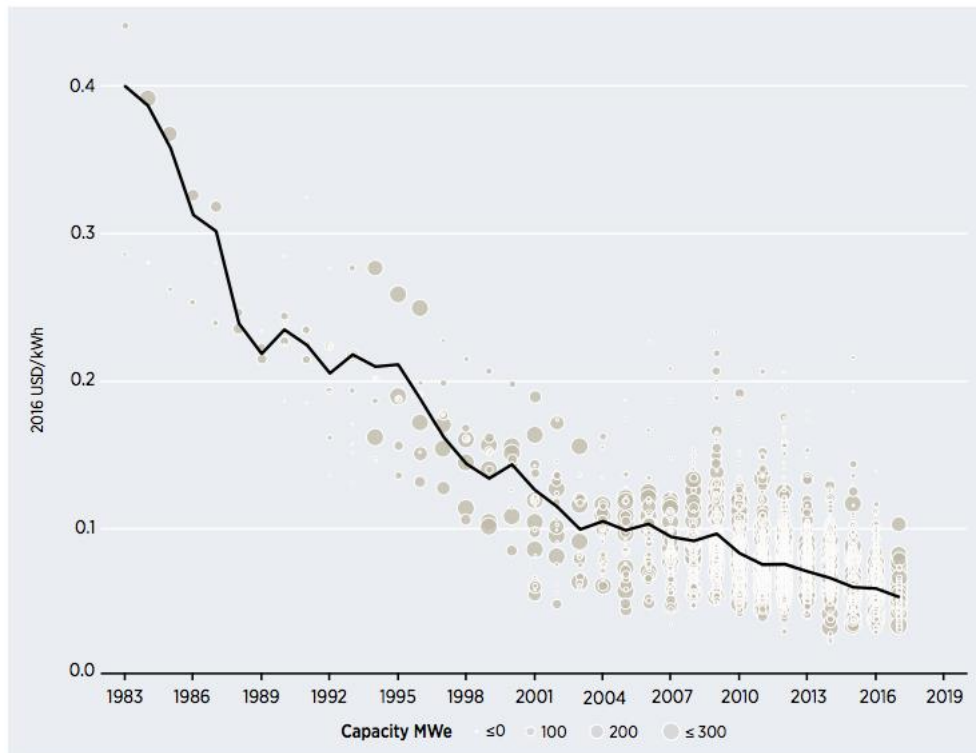
In termini energetici, l'immissione in rete può essere limitata dall'indisponibilità della rete: il sistema potrebbe generare energia, ma poiché la rete non è in grado di riceverla, la macchina viene fermata.

5.5.1.1 Costi

L'eolico onshore fornisce elettricità molto competitiva, con progetti regolarmente commissionati al giorno d'oggi si è arrivati a 0,04 USD / kWh.

Man mano che l'installazione accelera, l'equazione dei costi per le energie rinnovabili migliora sempre di più. Con ogni raddoppio della capacità cumulativa installata per l'eolico onshore, i costi di investimento diminuiscono del 9% mentre l'elettricità risultante diventa più economica del 15%.

La Figura 5.38 mostra l'andamento degli LCOE (leveled cost of energy) di sistemi eolici on-shore.



Sources: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 5.38: Andamento degli LCOE (leveled cost of energy) di sistemi eolici on-shore

La Figura 5.38 è anche una corretta rappresentazione della maturità tecnologica di questa tecnologia che ha raggiunto costi di produzione (tenuto conto di una vita utile di 25 anni, dei CAPEX, degli OPEX, del costo finanziario) inferiori a quelli della produzione di energia elettrica da fonte fossile.

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 si attesta intorno ai 1.300 €/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.

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 2.500 – 4.500€/kW installato. In Italia il costo specifico variava da circa 3.800 €/kW per le macchine con potenza fra 1 e 20 kW, a 3.000 €/kW per le macchine fra 20 e 60 kW e 2.500 €/kW per quelle fra i 60 ed i 200 kW.

Per i sistemi off-shore, i costi di installazione diventano superiori e aumentano con la profondità del mare nel sito di installazione.

La Figura 5.39 riportata di seguito mostra l'andamento nel tempo dei costi di produzione di sistemi off-shore in termini di LCOE raccolti dall'IRENA per sistemi installati e in ordine fino al 2022.

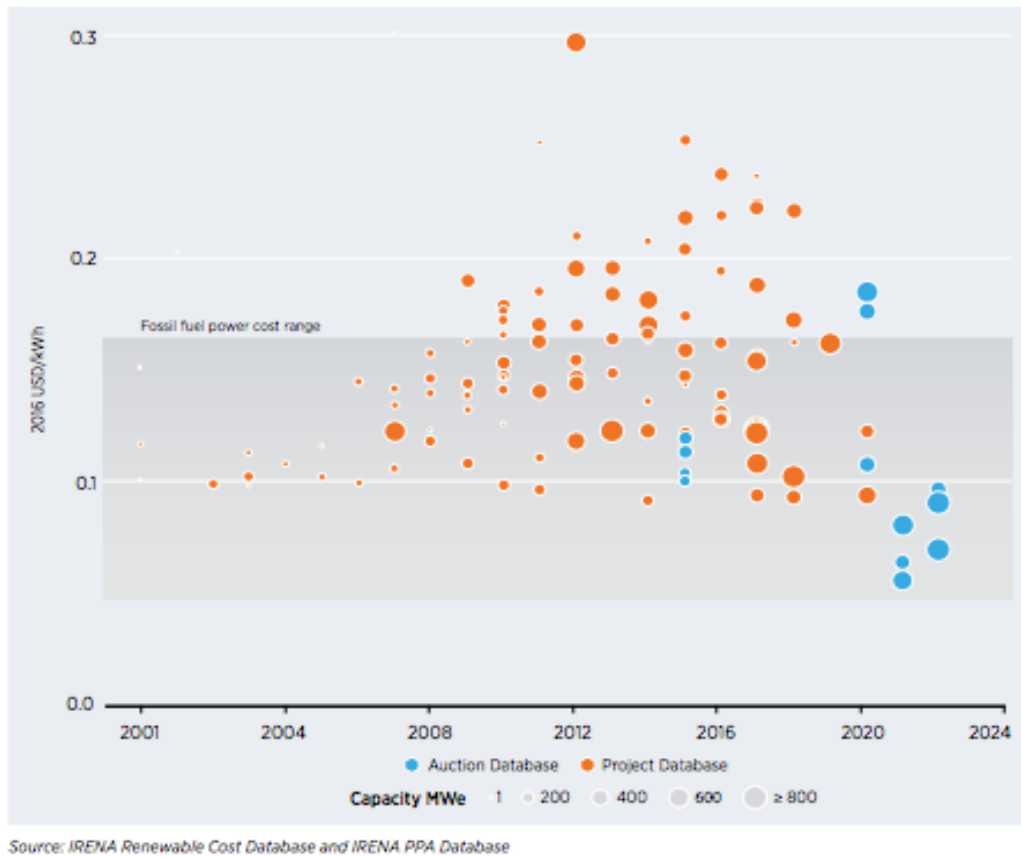


Figura 5.39: Andamento nel tempo dei costi di produzione di sistemi off-shore in termini di LCOE (Fonte IRENA)

Anche per questa tecnologia si nota una notevole maturità tecnologica che sta portando il costo di produzione di energia elettrica uguale a quello di produzione da fonte fossile e nel medio tende a valori minori della produzione da fossile.

In ambito internazionale, vi sono anche 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.

5.5.2 **Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno energetico del sistema Portuale della Sardegna provenienti da Eolico**

In Italia i maggiori ostacoli alla diffusione della tecnologia sono il territorio densamente popolato, la presenza di molte aree a vocazione turistica e di zone protette. Per l'eolico off-shore, il maggiore limite all'installazione è costituito dalla profondità dei nostri fondali che rende più favorevole l'uso della tecnologia floating, sebbene in prossimità delle coste con vocazione turistica può essere anche ostacolato per il suo impatto visivo.

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.

Ulteriori ostacoli sono procedure autorizzative spesso complesse, scarsa accettazione da parte delle popolazioni a causa dell'impatto ambientale, indisponibilità della rete o difficoltà di allacciamento.

Occorre per questo valutare caso per caso attraverso uno studio di prefattibilità tecnico economica ed ambientale, successivo al presente documento che valuti se esistano dei siti idonei alla loro collocazione nel caso dell'On-shore, mentre occorre valutare se vi siano i presupposti per poter proporre delle wind-farm off-shore del tipo floating, poste a distanza dalle coste per mitigare l'impatto visivo nei confronti della costa.

5.5.3 Considerazioni preliminari sulla realizzazione degli impianti eolici

Le coste della Sardegna presentano una buona ventosità con venti a velocità media sopra i 6 m/s, quindi ben si prestano a sviluppare sistemi eolici per la produzione di energia elettrica anche nei porti o nelle aree limitrofe di competenza. Naturalmente possono essere presi in considerazione anche i sistemi off-shore in termini sperimentali, visti gli alti fondali, e con tecnologie floating. Di interesse sono certamente i sistemi minieolici installabili anche su strutture portuali quali le dighe foranee e con minor impatto visivo.

5.6 ENERGIA DAL MARE: ONDE E MAREE

5.6.1 Moto ondoso

Le onde si formano, come noto, dal vento che incontra la superficie marina, spostandola. Di solito, per quantificare la potenza associata al fenomeno ondoso viene indicata la potenza per metro lineare [kW/m], in cui la lunghezza caratteristica è quella del fronte ondoso.

Diverse tecnologie sono state sviluppate nel corso degli anni con lo scopo di sfruttare l'energia delle onde. In genere si tratta di corpi totalmente o parzialmente sommersi che convertono l'energia attraverso un meccanismo o una superficie di interfaccia tra l'aria e l'acqua che varia la sua pressione in funzione del moto ondoso (*Oscillating Water Column, OWC*).

Poiché ogni soluzione viene elaborata a partire dalle condizioni del sito scelto, non è quindi possibile definire una standardizzazione dei modelli. Questo implica un attento studio locale e l'ingegnerizzazione dei dispositivi di conversione specifici da utilizzare con conseguenti costi molto elevati.

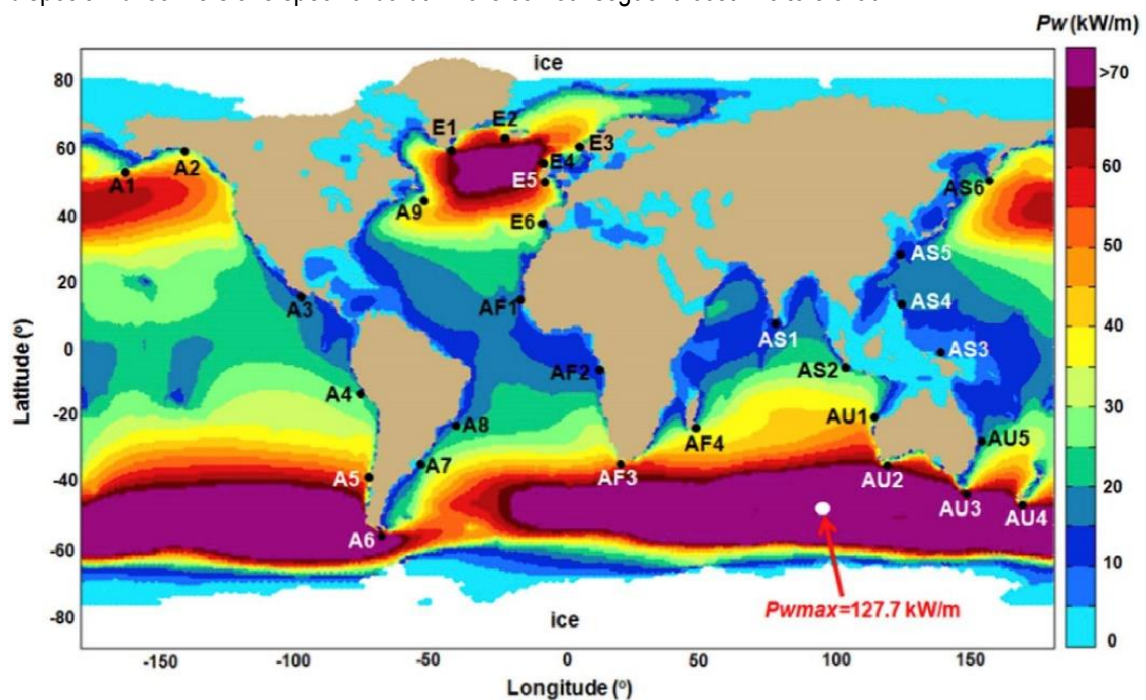


Figura 5.40: Potenziale energetico delle maree e delle onde nel mondo (Fonte: RSE)

Dalla Figura 5.40 emerge come il Mediterraneo rappresenti una superficie energeticamente scarsa se paragonata, ad esempio, alle coste del Nord Europa.

5.6.2 Caratteristiche salienti della tecnologia di produzione di energia dal mare

Nonostante la bassa potenza delle onde del Mediterraneo, sono stati sviluppati, a livello nazionale, alcuni impianti dimostrativi con tecniche ritenute più adatte allo sfruttamento delle basse potenze. Nel 2012 è iniziata la costruzione di un impianto OWC nel porto di Civitavecchia. Il progetto dell'Autorità portuale è quello di inserire 17 sistemi REWEC 3 (cfr. Figura 5.41) nei frangiflutti di nuova costruzione.

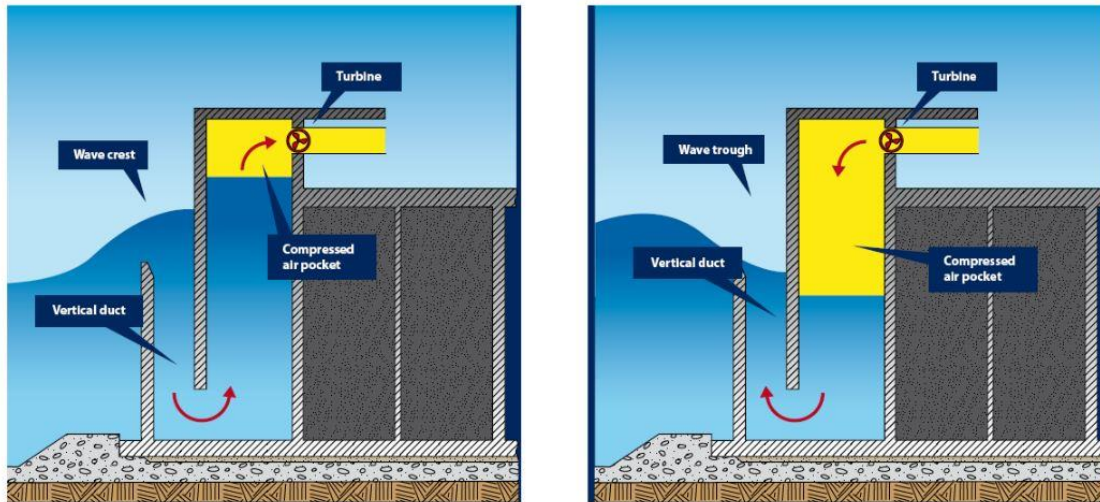


Figura 5.41: Schematizzazione dei sistemi REWEC 3 previsti nel porto di Civitavecchia (Fonte: RSE)

Il sistema REWEC consiste in una camera sommersa con un'apertura che permette al mare di penetrare all'interno ("vertical duct" in Figura 5.41). Un altro condotto, che contiene la turbina, mette in relazione la camera contenente l'acqua con l'atmosfera. Gli spostamenti d'acqua provocati dalle onde comportano la compressione e l'espansione dell'aria contenuta nella parte superiore della camera e la differenza di pressione tra questa e l'atmosfera crea dei flussi alterni che mettono in funzione una turbina Wells (in grado di ruotare nella stessa direzione, indipendentemente dalla direzione del flusso d'aria). Ad oggi, a fronte di 2.5 MW previsti, è stata posizionata un'unica Wells della potenza di 20 kW.

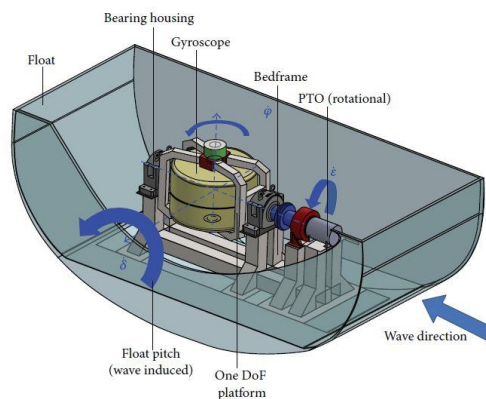


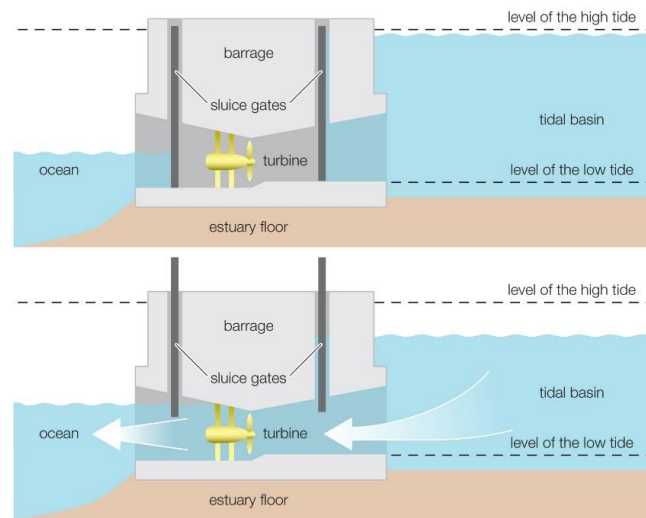
Figura 5.42: Prototipo full-scale di Inertial Sea Wave Energy Converter (Fonte: ENI)

Un altro tentativo di sfruttare l'energia delle onde si è concretizzato nell'Agosto del 2015 a Pantelleria, con il primo prototipo full-scale di *Inertial Sea Wave Energy Converter* (Figura 5.42) sviluppato dall'ENI e dal Politecnico di Torino. Si tratta di un assorbitore puntuale con una potenza nominale di 100 kW, ormeggiato a 800 m di distanza da Pantelleria. Questo sistema basa il suo funzionamento sul volano da 10 tonnellate posizionato all'interno dello scafo, che permette l'effetto giroscopico. Le onde mettono in moto lo scafo, causandone, in particolare, un moto di beccheggio. Questo interagisce con il moto di rotazione del volano, provocando un momento angolare che si scarica sull'albero collegato al generatore (PTO in Figura 5.42), trasformandosi in energia elettrica.

5.6.3 *Maree*

Le maree, variazione del livello del mare, sono causate dai movimenti astronomici relativi di terra, luna e sole. Per questo motivo, a differenza delle altre fonti rinnovabili, è un fenomeno prevedibile ma variabile nel tempo.

Si sono formati due segmenti tecnologici dediti a questa risorsa. Il primo, anche in ordine cronologico, sfrutta l'energia potenziale attraverso dighe o sbarramenti che contengono turbine mosse dallo spostamento dell'acqua dal bacino al mare. In alcuni casi è prevista la produzione di energia anche nella fase di riempimento del bacino.



© 2011 Encyclopædia Britannica, Inc.

Figura 5.43: Schematizzazione del funzionamento dei sistemi per la produzione di energia riempimento del bacino (Fonte: Enciclopedia Britannica)

Il primo impianto di questo tipo è stato costruito in Francia nel 1966 ed ha una potenza di 240 MW. Per quanto sia una tecnologia consolidata, gli alti costi iniziali e l'impatto sull'ambiente di una struttura del genere hanno spinto la ricerca a impegnarsi prevalentemente verso lo sfruttamento delle correnti causate dalle maree senza la necessità di creare strutture impattanti e costose. In ogni caso, non esistono ancora prodotti commerciali.

D'altro canto, il Mar Mediterraneo si presenta in genere poco adatto a questo tipo di dispositivi, che richiedono velocità di corrente compresa tra i 1.5/2 m/s. Tra le poche aree che sono interessate da queste soluzioni c'è lo stretto di Messina, le cui correnti raggiungono picchi di velocità superiori a 1.8 m/s. Qui è stato installato nel 2001 il prototipo KOBOLD (cfr. Figura 5.44), una turbina verticale che può produrre fino a 130 kW. L'energia marina della corrente si trasmette ad un generatore situato sopra la struttura galleggiante.



Figura 5.44: prototipo KOBOLD a turbina verticale installato nello stretto di Messina (Fonte: RSE)

Anche in questo caso si hanno TRL dell'ordine di 7-8 lontani dalla commercializzazione.

5.6.4 **Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno di energia proveniente dal mare dell'Autorità di Sistema Portuale**

5.6.4.1 **Moto ondoso**

A fronte di numerosi prototipi implementati nelle coste di tutto il mondo, ancora sono pochi i risultati che permettano di esprimere un giudizio definitivo sulle prestazioni di questi dispositivi e una industrializzazione di un prodotto da commercializzare, nonostante le molte promesse, nei fatti non esiste.

Nella Figura 5.45 è mostrato l'attuale TRL delle varie tecnologie per la generazione da moto ondoso: nessuno ha raggiunto il TRL 9 di precommercializzazione.

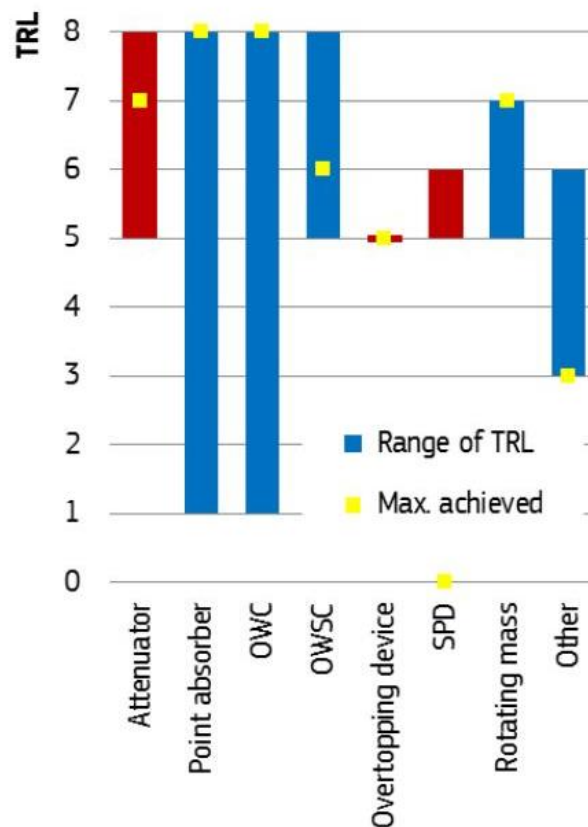


Figura 5.45: TRL delle varie tecnologie per la generazione da moto ondoso (Fonte: RSE)

5.6.4.2 **Maree**

Le maree nell'area del mediterraneo nord occidentale si manifestano con variazioni di altezza del livello del mare molto limitate: alcune decine di centimetri. Ciò implica che per produrre quantitativi di energia elettrica non trascurabile rispetto al fabbisogno di un porto importante (come ad esempio Cagliari) occorrono strutture di grandi dimensioni, quindi con costi elevati e impatto visivo non sempre accettato dalla comunità locale.

5.6.5 **Considerazioni preliminari sulla realizzazione di impianti di produzione di energia proveniente dal mare**

Le basse potenze specifiche dei due fenomeni onde e maree presenti nel mediterraneo e nello specifico in prossimità delle coste sarde, nonché una reale mancanza di prodotti commerciali per la trasformazione in energia elettrica, sconsigliano di programmare nel medio periodo lo sfruttamento di queste fonti rinnovabili. Se prevedono sufficienti disponibilità economiche è solo possibile prevedere una sperimentazione.

5.7 SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA

In generale i sistemi di accumulo dell'energia possono essere classificati come:

- **Intrinseco:** insito nei dispositivi di un processo.
- **Gestionale:** dispositivi aggiuntivi inseriti per migliorare la gestione dei processi.
- **Strategico:** dispositivi che contengono il bene necessario al funzionamento del processo, se isolato, o al funzionamento in emergenza, se collegato ad una rete di alimentazione del bene.

Di seguito verranno illustrati quelli gestionali particolarmente indicati nei sistemi energetici dove sono presenti sistemi di produzione da fonte rinnovabile normalmente non sincronizzabili con le richieste dei sistemi utilizzatori.

5.7.1 Caratteristiche salienti della tecnologia dei sistemi di accumulo

Oggi sono disponibili molti tipi di sistemi di stoccaggio elettrochimici. Dal punto di vista del mercato, ovvero con una significativa diffusione commerciale, sono:

- **Batterie al piombo acido:** hanno avuto una diffusione estremamente ampia in diversi settori, dall'industria automobilistica alle grandi centrali fisse. Sono caratterizzati da bassi valori di energia e densità di potenza.
- **Batterie al nichel-cadmio (Ni-Cd):** sono state utilizzate principalmente come sostituti delle batterie al piombo-acido, in tutti i casi in cui sono necessarie maggiori densità di energia e di potenza. Sono stati recentemente abbandonati a causa della tossicità del cadmio e della loro somiglianza con le batterie NiMH, che non hanno problemi ambientali e quindi le hanno sostituite.
- **Batterie al nichel-metallo idruro (NiMH):** questa tipologia può essere immaginata come una variante per batterie al nichel-cadmio, rispetto alle quali hanno valori analoghi per la densità di energia. Tuttavia, non contengono materiali tossici.
- **Batterie al litio:** queste batterie sono caratterizzate dai più alti valori di densità energetica, ma anche dal costo più elevato. Pertanto, sono ampiamente utilizzati quando sono richiesti pesi bassi e il corrispondente costo più elevato per unità di energia è di modesta importanza. Come sarà molto più chiaro nel seguito, la categoria generale a base di litio è composta da molte sottocategorie.
- **Batterie sodio-nichel cloruro:** sono caratterizzate dalla necessità di essere mantenute a temperature estremamente elevate (circa 300 ° C) per funzionare correttamente. In passato erano utilizzati in applicazioni veicolari e fisse e sono ancora sul mercato.
- **Batterie a flusso redox:** questi sistemi sono chiamati batterie a flusso perché l'elettrolita è acquoso e quindi entrambe le reazioni di anodo e catodo avvengono in soluzione. Sono una tecnologia di accumulo di energia elettrochimica in cui l'energia, anziché essere immagazzinata all'interno degli elettrodi come nelle batterie convenzionali, viene immagazzinata all'interno di fluidi di lavoro che fluiscono attraverso gli elettrodi. Il volume dell'elettrolita utilizzato determina la capacità di stoccare l'energia. La potenza nominale è determinata dal dimensionamento del reattore. A differenza degli altri tipi di accumulatori, il dimensionamento in energia è indipendente da quello della potenza.

Questo tipo di accumulatore riveste attualmente molto interesse per le applicazioni di accumulo dell'energia di media durata (da un giorno a una settimana) e per le previsioni di costo minori di quelle al litio per effetto dei componenti di minor costo e meno critici per la reperibilità.

5.7.1.1 Batterie al litio

I vantaggi più importanti delle celle agli ioni di litio sono l'elevata densità di energia fino a 300 Wh / kg (e fino a 600 Wh / L), alta tensione (3,6 V), elevato numero consentito di cicli di carica-scarica, aut scarica

estremamente bassa, assenza di effetti di memoria, possibilità di ricarica rapida. Il principale svantaggio è il prezzo elevato. È inoltre necessario un processo di carica controllato, in particolare non superare la massima tensione di carica 4,2 V. Il sovraccarico o il riscaldamento sopra i 100 ° C causano la decomposizione dell'elettrodo positivo con liberazione di ossigeno gassoso (LiCoO₂ fornisce Co₃O₄).

Ci sono molti tipi di batterie al litio e molti tipi sono in fase di sviluppo nei laboratori per aumentare le prestazioni sia in termini di energia specifica che di vita.

Oggi quelli sul mercato appartengono essenzialmente alle seguenti cinque famiglie:

1. **NCA (nichel-cobalto-alluminio)**. Hanno il catodo composto da Li (Ni_{0.85}Co_{0.1}Al_{0.05}) O₂. Questi ultimi hanno permesso una riduzione dei costi dovuta alla riduzione della quantità di cobalto utilizzato.
2. **NMC (nichel-manganese-cobalto)**. Il catodo è formato da Li (Ni₁ / 3Co₁ / 3Mn₁ / 3) O₂. Questa composizione è in grado di garantire prestazioni migliori e costi ridotti rispetto a una matrice monolitica di Ni, Co o Mn.
3. **LMO (ossido di litio-manganese)**. Hanno un catodo formato da ossido di litio manganese e un anodo di grafite interstiziale al litio. Sono caratterizzati da un alto livello di potenza ed energia specifica, ma anche da costi elevati dovuti ai metalli preziosi che formano il catodo.
4. **LFP (litio-ferro-fosfato)**. Sono caratterizzati da un catodo a base di LiFePO₄. Rispetto ai precedenti, mostrano una maggiore stabilità alle alte temperature. La tensione è generalmente più bassa (finestra di tensione 1,5 ÷ 2,8 V contro 2,7 ÷ 4,2 V) e corrisponde a una riduzione del 25% di energia e potenza per massa. Tuttavia, il costo più basso e la massima sicurezza li rendono attualmente tra i più interessanti per l'uso veicolare. Un particolare sottogruppo di LFP è costituito dalle cosiddette cellule LFP nanostrutturate. Questi sono caratterizzati da una potenza specifica molto elevata sia in scarica che in carica: raggiunge valori di 3 kW / kg, il che li rende quasi unici, e in concorrenza diretta con un altro tipo di sistema di accumulo di energia elettrica caratterizzato da energia di massa modesta e massa elevata potenza: i cosiddetti supercapacitori.
5. **LTO (litio-titanato)**. Per tutti i tipi di cui sopra, l'anodo è sempre costituito da una matrice di carbonio di grafite. Le celle LTO, d'altra parte, contengono il titanato di litio (Li₄Ti₅O₁₂) sull'anodo che, oltre alle eccellenti caratteristiche di sicurezza, hanno la capacità di accettare correnti di carica e scarica molto più elevate di quelle di altri tipi (correnti a breve termine anche 30 volte il valore di scarica in un'ora nominale contro 2-8 volte). Queste batterie sono in diretta concorrenza con le summenzionate batterie LFP nanostrutturate, e quindi anche con i supercondensatori.

Ulteriori obiettivi per le principali tecnologie di batteria sono indicati nella Tabella 5.21. Queste cifre si basano sugli obiettivi identificati dalla Commissione europea nel 2011, ma sono stati aggiornati per riflettere i recenti sviluppi nelle tecnologie delle batterie. A causa della difficoltà di ottenere dati recenti e comparabili riguardanti tutti gli aspetti di queste diverse tecnologie, la tabella è incompleta rispetto ad alcune tecnologie di stoccaggio elettrochimico. Tuttavia, la tabella è un buon punto di partenza per identificare le distanze tra le prestazioni attuali e gli obiettivi del 2030 (IRENA, 2017).

Tabella 5.21: Obiettivi delle diverse caratteristiche della tecnologia di accumulo al 2030

Technology		Now	2030
Lead-based batteries			
Energy specific cost		125÷215 €/kWh	75÷100 €/kWh
Specific energy		25÷50 Wh/kg	40÷60 Wh/kg
Energy density		60÷110 Wh/L	140÷250 Wh/L
Specific power		20÷250 W/kg	20÷250 W/kg
Power density		10÷500 W/L	25÷920 W/L
Lithium batteries			
Energy specific cost	NCA	300 €/kWh	125 €/kWh
	NMC	500 €/kWh	190 €/kWh

	LFP	340 €/kWh	150 €/kWh
	LTO	850 €/kWh	380 €/kWh
Lifetime	NCA	1000 cycles	2000 cycles
	NMC	2000 cycles	4000 cycles
	LFP	2500 cycles	5000 cycles
	LTO	10000 cycles	20000 cycles
High temperature batteries			
Energy specific cost		400 €/kWh	150 €/kWh
Specific energy		150 Wh/kg	300 Wh/kg
Energy density		150÷300 Wh/L	> 400 Wh/L
Lifetime		5000 cycles	8000 cycles
Redox flow batteries			
Energy specific cost		350 €/kWh	< 100 €/kWh
Power cost		600 €/kW	< 150 €/kW
Energy density		20÷70 Wh/L	20÷70 Wh/L
Lifetime		13000 cycles	13000 cycles

Nella gestione dei sistemi per l'energia elettrica con notevoli contributi da fonte rinnovabile variabile e aleatoria (eolico e solare in particolare) sono richiesti accumuli per il breve tempo (minuti – ore) di medio termine (ore – settimana) e di lungo termine (stagionale) che naturalmente implicano tecnologie diverse. La Figura 5.46 mostra una sintesi delle tecnologie disponibili per l'accumulo dell'energia nel piano capacità-tempo.

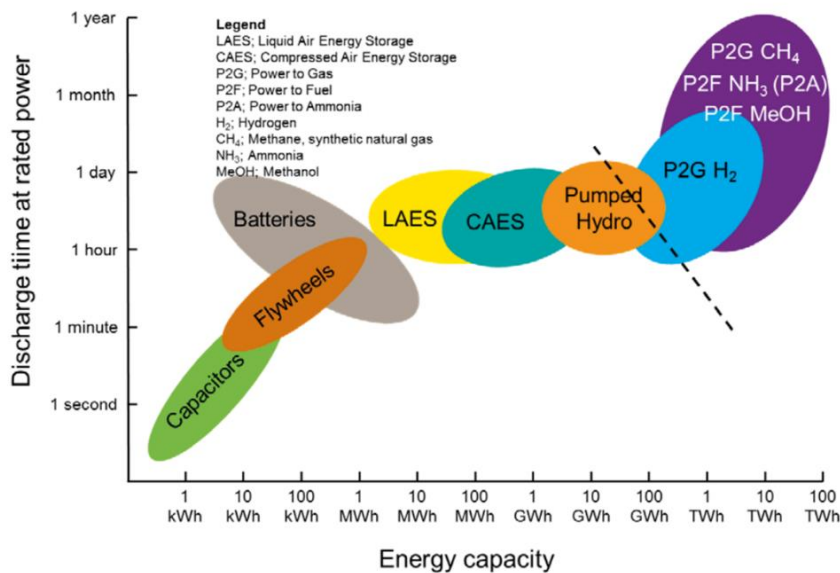


Figura 5.46: tecnologie disponibili per l'accumulo dell'energia Fonte: SANDIA NL)

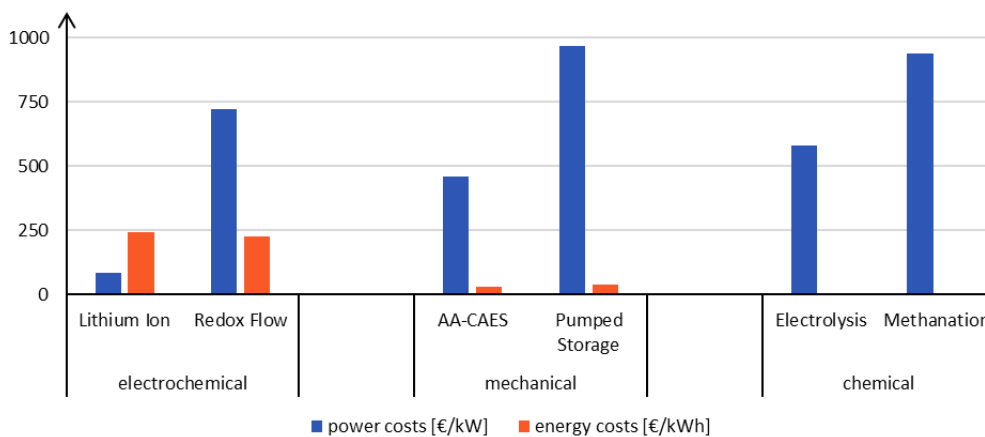
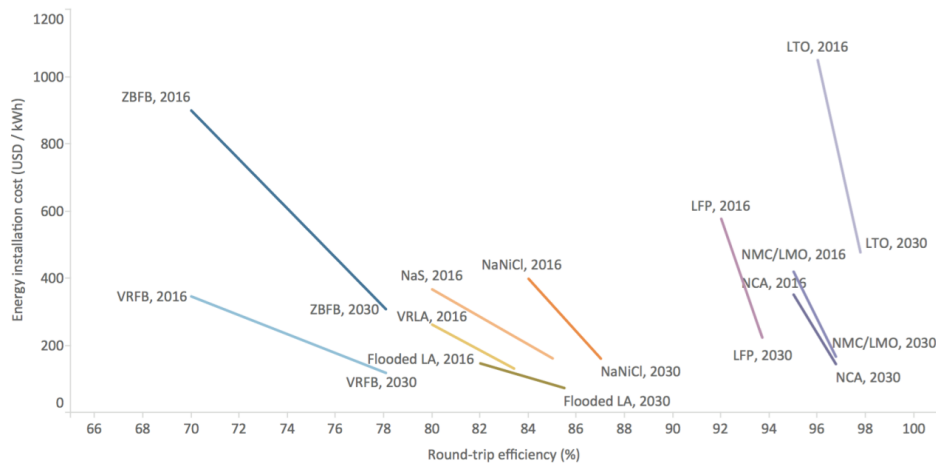


Figura 5.47: Confronto tra i costi attuali delle varie tecnologie di accumulo (Fonte: SANDIA NL)

Nel grafico seguente sono mostrate le proiezioni al 2030 dei costi e dell'efficienza di un ciclo di carica e scarica e scarica dei vari tipi di accumulo elettrochimico



Source: International Renewable Energy Agency.

Figura 5.48: Proiezioni al 2030 dei costi e dell'efficienza di un ciclo di carica e scarica dei vari tipi di accumulo elettrochimico (Fonte: IRENA)

L'interesse nell'ambito portuale può essere limitato agli accumulatori dell'energia elettrica mediante accumulatori elettrochimici.

5.7.1.2 Maturità tecnologica

Per una data tecnologia quando arriva ad essere commerciale, cioè dopo aver raggiunto il TRL 9, si assiste ad una progressiva riduzione dei costi in relazione ai volumi prodotti a livello mondiale. Questo perché si avranno più produttori in concorrenza sul mercato, ciascuno dei quali aumenterà le proprie quantità prodotte, in relazione all'aumento della domanda per effetto della riduzione dei prezzi di mercato, ottenendo quindi un'economia di quantità che porterà ad una ulteriore diminuzione dei prezzi sul mercato del prodotto.

Nella Figura 5.49 e nella Figura 5.50 sono mostrate le maturità tecnologiche degli accumulatori al litio e di quelli redox.

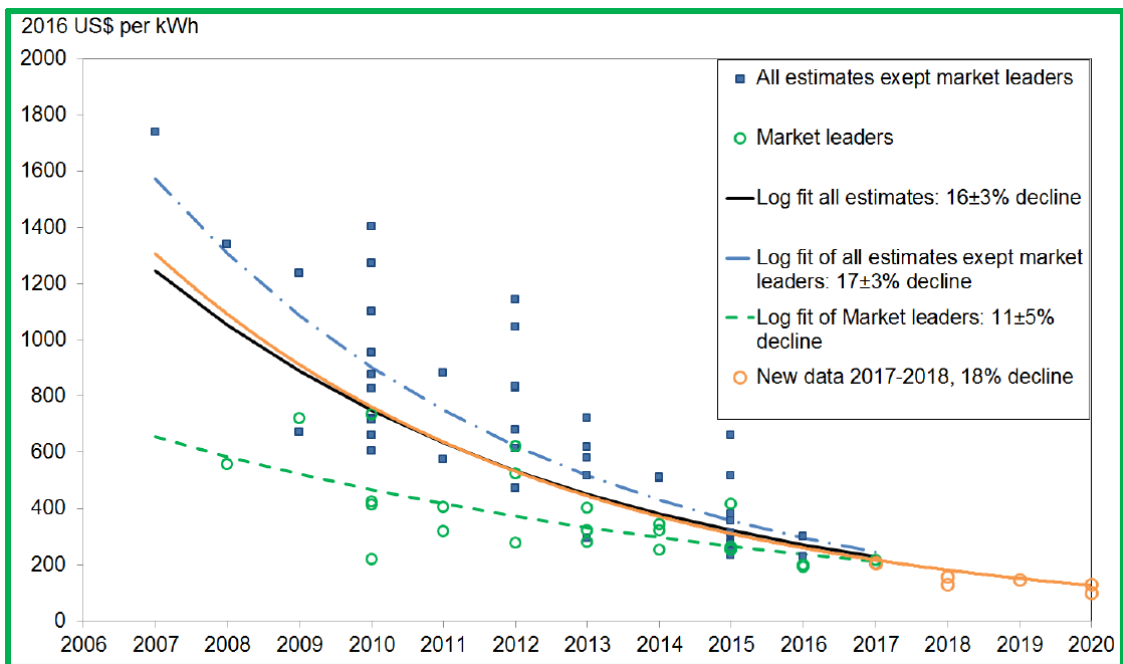


Figura 5.49: Andamento dei costi nel tempo degli accumulatori al litio (Fonte: Nykvist, Sprei, Nilsson (2019) Energy Policy)

Nella Figura 5.50 sono riportate le proiezioni di costo delle batterie Redox

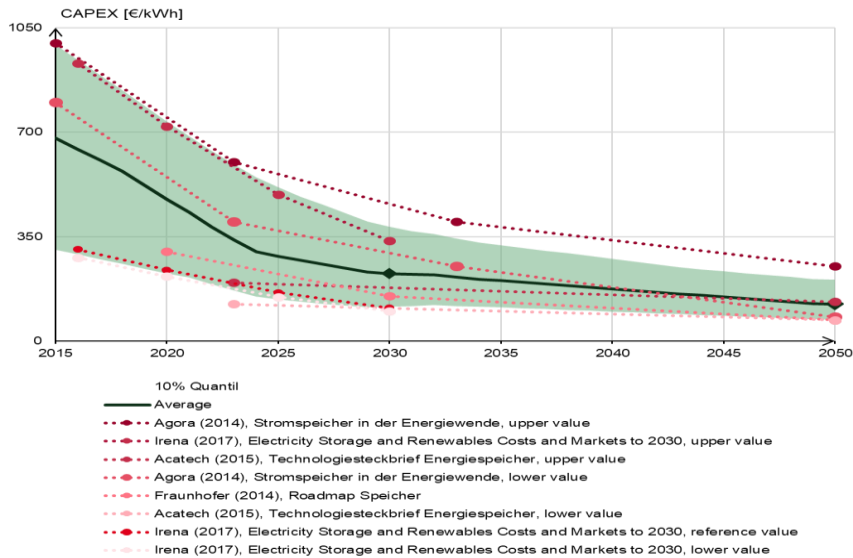


Figura 5.50: Proiezioni di costo delle batterie Redox (Fonte: IRENA)

Le curve riprodotte nelle due figure precedenti sono relative al campionamento dei prezzi di mercato nei vari anni, quindi estrapolate per gli anni futuri rispetto a quello presente.

Nella Figura 5.50 sono mostrate diverse curve in relazione a differenti metodi di interpolazione dei dati di mercato rilevati nei vari anni che però dimostrano di convergere a quanto si verifica oggi sul mercato.

Nella Figura 5.50 sono mostrate per la tecnologia Redox le estrapolazioni dell'andamento dei prezzi futuri, a partire dalla conoscenza di quelli storici, sviluppate da varie istituzioni e la media su cui basarsi per una ragionevole previsione dell'andamento dei prezzi specifici.

5.7.1.3 Accumulo termico.

Nell'ambito dei sistemi di climatizzazione e di produzione di acqua calda sanitaria o di processo rivestono notevole importanza gli accumuli gestionali termici. Nella tecnologia corrente di mercato sono costituiti da serbatoi di acqua che può essere riscaldata e/o raffreddata sia per l'accumulo del calore che del freddo. Per l'accumulo del freddo è frequentemente utilizzato anche il ghiaccio.

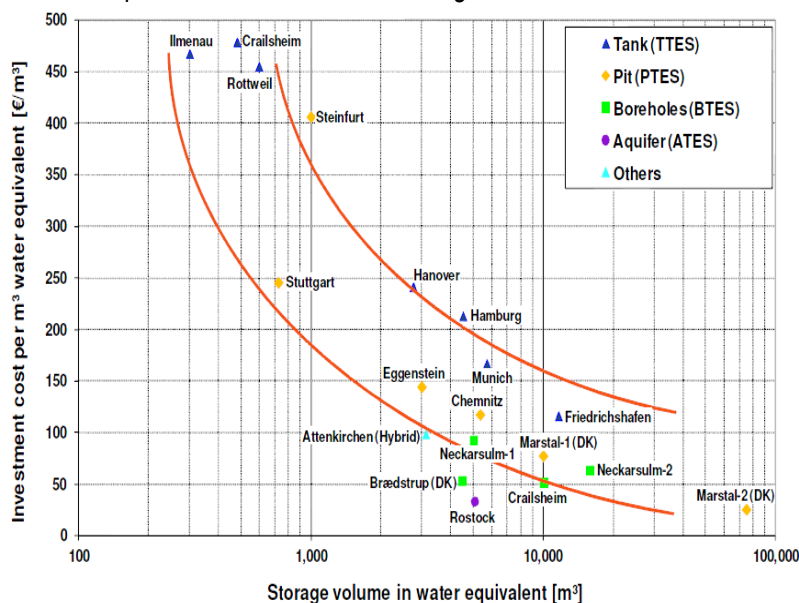


Figura 5.51: Maturità tecnologica degli accumulatori gestionali termici (Fonte: Elaborazioni Università di Firenze_M. De Lucia et alr.)

Gli accumulatori termici hanno costi minori di quelli elettrochimici e possono essere usati, con vantaggio economico, nei sistemi di produzione del calore e del freddo con pompa di calore alimentata con energia elettrica da fonte rinnovabile. Essi permettono di accumulare l'energia termica invece di quella elettrica per aumentare l'autoconsumo delle fonti rinnovabili.

Nella Figura 5.51 viene mostrata la maturità tecnologica di questo tipo di accumulatori.

5.7.2 Definizione degli scenari per soddisfare il fabbisogno di accumulo energetico del sistema Portuale della Sardegna

La crescente produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili porterà ad avere sul mercato energia elettrica con un costo marginale tendente a zero e allo stesso tempo, in relazione alla variabilità e casualità delle fonti, aumenterà la domanda di servizi ausiliari per la rete elettrica in alta e media tensione.

I servizi accessori possono essere prodotti più facilmente ed economicamente dai sistemi di stoccaggio e dai sistemi alimentati a gas, in particolare dai sistemi ibridi.

Ciò può essere una opportunità di business per i gestori dei sistemi portuali.

5.7.3 Considerazioni preliminari sulla realizzazione dei sistemi di accumulo di energia

La realizzazione dei sistemi di accumulo dovrà essere valutata una volta definita con completezza la strategia per la produzione di energia da fonti rinnovabili, e le tecnologie presente nel breve medio e lungo periodo. La conoscenza dettagliata della strategia, e la valutazione di fattibilità dei singoli interventi, determinerà il fabbisogno di accumulo necessario per far fronte ai momenti di ridotta o mancata produzione, anche nella logica di organizzazione della AdSP in comunità energetica.

5.8 EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Programmare azioni di risparmio energetico (più correttamente uso razionale dell'energia) implica, in primo luogo, un attento e puntuale audit degli usi attuali dell'energia da parte di tutti gli operatori e istituzioni presenti nell'area portuale. Conseguentemente si definiscono le azioni possibili in relazione agli aggiornamenti tecnologici ed ai ritorni economici. Tutto questo in stretta relazione con una possibile struttura di coordinamento (ad esempio la costituzione di una "comunità energetica") che permetta una reale sinergia di tutti i soggetti interessati.

Le azioni, a grandi linee, possono riguardare:

1. La climatizzazione di tutti gli edifici presenti in termini di miglioramento dell'isolamento termico e della schermatura delle strutture, quindi degli impianti per la produzione del vettore termico (caldo e freddo) e della loro gestione in relazione agli usi degli edifici. A titolo di esempio l'adozione di pompe di calore con riferimento geologico per l'alimentazione di un sistema di tele riscaldamento/raffreddamento può portare a notevoli riduzioni nell'uso dell'energia primaria (dal 20 al 50% in relazione alla modalità di produzione dell'energia elettrica).
2. La sostituzione di sistemi di illuminazione sia esterni che interni con moderni corpi illuminanti e LED correttamente controllati può permettere di risparmiare più del 50% di energia elettrica.
3. La trasformazione dei mezzi per operare la logistica portuale sulle banchine in mezzi ibridi o solo elettrici e l'ulteriore cambiamento del vettore diesel con il GNL, permette di ridurre i consumi di energia primaria anche più del 50%.
4. Altre possibili azioni di cambio della tecnologia di conversione e di cambio del vettore energetico utilizzato possono riguardare l'alimentazione da terra delle navi, la movimentazione in acqua.

Delle azioni appena descritte, a semplice titolo esemplificativo, viene descritta la metodologia e le forme di perseguimento per l'azione n°3.

5.8.1 *Trasformazione dei mezzi per operare la logistica sulle banchine.*

5.8.1.1 Introduzione di un nuovo vettore energetico il GNL.

Le prospettive di sviluppo dell'uso del gas naturale liquefatto (GNL) come combustibile marittimo, per gli usi ancillari nei porti oltre che per la logistica nel Mediterraneo Nord-Occidentale dipendono in gran parte dalle più generali prospettive di sviluppo del traffico marittimo dell'intero bacino, soprattutto dopo il raddoppio del canale di Suez. Pesa poi l'andamento dei prezzi del GNL nel confronto con i combustibili concorrenti e dalle politiche ambientali mondiali, europee e dei paesi rivieraschi. Rilevanti sono infine le scelte dei trasportatori marittimi e terrestri che tengono conto, e in alcuni casi soprattutto, dell'evoluzione della sensibilità ecologica dei clienti.

In un contesto globale di forte evoluzione dei sistemi trasportistici nell'ambito della cosiddetta "transizione energetica", con le incertezze che essa comporta, diventa essenziale la disponibilità di infrastrutture di approvvigionamento coerenti tecnicamente e temporalmente con l'arrivo delle imbarcazioni da approvvigionare. Trattandosi prevalentemente di scelte di investimento private, non è semplice far procedere di pari passo lo sviluppo delle infrastrutture di alimentazione dei mezzi con la penetrazione dei mezzi stessi, soprattutto in un continente articolato come l'Europa.

Nonostante gli sforzi e le normative, oltre che i finanziamenti, messi in campo dall'Unione Europea, pesanti sfasature sono ancora presenti sia per il settore del trasporto marittimo sia per quello terrestre. Ciò nonostante, il grande potenziale vantaggio del GNL rispetto ai combustibili concorrenti di derivazione petrolifera, segmentati per ambiti di impiego, mentre il metano liquido può essere utilizzabile tal quale per ogni tipologia di mezzi di trasporto (navi, camion, treni, altro). La pluralità di impegni aumenta la domanda relativa che facilita il rientro dell'investimento.

I noti vantaggi ambientali del GNL (significativa riduzione di CO₂, NO_x, eliminazione di poveri sottili e ossidi di zolfo), non scalfiti dall'essere il CH₄ comunque un elemento fossile con temporaneo impatto climalterante, sono rafforzati oggi dall'evoluzione tecnologica (bioGNL, metanazione, miscelazione con idrogeno prodotto con le fonti rinnovabili e sottrazione di CO₂ dall'ambiente) e della sensibilità sociale verso l'economia circolare, il superamento della petrolchimica da petrolio, la sostituzione della plastica con prodotti analoghi biodegradabili.

Gli ultimi a promuovere l'uso del GNL per i trasporti nel Mediterraneo sono stati in ordine di tempo i primi ministri di Francia, Spagna, Italia, Portogallo, Grecia, Cipro e Malta, riunitisi il 14 giugno 2018 a Malta per il sesto incontro "South EU Summit" (paesi SEUS) dei Paesi dell'Europa del Sud. La "Dichiarazione de La Valletta", che ha concluso i lavori, conferma l'impegno per la cooperazione regionale sulla promozione di carburanti alternativi, in particolare l'uso del GNL per la produzione di energia, i trasporti e per migliorare le prestazioni ambientali di questi settori.

La Dichiarazione riconosce il potenziale e le sfide delle isole dell'UE nel settore dell'energia e la necessità di sostenere soluzioni su misura e l'impegno a garantire che nessuno Stato membro rimanga isolato dalle reti elettriche e del gas dell'UE.

Questi gli impegni sull'energia nell'ambito della lotta congiunta contro gli effetti dell'accelerazione dei cambiamenti climatici nel bacino del Mediterraneo, intensificando i lavori sulla strategia climatica dell'UE, tenendo conto delle specificità regionali, al fine di attuare gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

5.8.1.2 Il GNL nel DEASP

Come già accennato, uno dei maggiori vantaggi dell'uso del GNL è che può essere impiegato in una pluralità di attività, rendendone quindi economicamente più vantaggiose le infrastrutture di approvvigionamento e distribuzione. Inoltre, potendolo utilizzare in tutte le fasi della logistica portuale e non solo, estende i suoi vantaggi ambientali ed energetici in più ampie aree industriali fino a costituire dei corridoi di transito a lunga percorrenza e a basso impatto.

Coerentemente con la Direttiva 2014/94/UE del Parlamento del Consiglio Europeo “DAFI”, recepita nell’ordinamento italiano con il D.Lgs 16 dicembre 2016, n. 257, il DEASP prevede nelle strategie di adeguamento energetico-ambientale dei porti l’alimentazione delle grandi navi con il GNL, e quindi la realizzazione delle infrastrutture necessarie per i rifornimenti e non esclude misure di incentivazione per gli armatori che intendano adeguare le navi stesse. La novità è che il DEASP non si limita all’uso del GNL come combustibile marittimo, ma se ne prevede un utilizzo generale “per gli apparati e i veicoli di servizio” con l’obiettivo di migliorare l’efficienza energetica delle strutture e degli impianti, quando non è possibile o conveniente elettrificare il consumo.

Le Linee Guida per la redazione dei Documenti di Pianificazione Energetico Ambientale dei Sistemi Portuali, prevedono che sia la Conferenza nazionale delle Autorità Portuali a coordinare le politiche da adottare nei singoli DEASP in merito alle infrastrutture per l’alimentazione delle navi a GNL e a tutti gli altri usi di questo combustibile. In ogni caso è comunque indispensabile riservare lo spazio necessario in ambito portuale per gli impianti GNL, favorendo le navi che usino questo combustibile.

Le linee guida non mancano peraltro di ricordare che nonostante l’uso del GNL garantisca notevoli riduzioni delle emissioni inquinanti (SO₂, NO_x, PM), presenta punti di criticità riguardo alle emissioni climalteranti nella fase dello stoccaggio, sia negli impianti sia a bordo dei veicoli.

Tra le altre opportunità di riduzione delle emissioni di CO₂ il documento richiama i centri intermodali e i collegamenti che consentono un maggior impiego di modalità di trasporto più efficienti sotto il profilo energetico rispetto al trasporto su strada (es. terminal ferroviario in ambito portuale, realizzazione di nuove aste ferroviarie su specifiche banchine, collegamenti ferroviari con centri intermodali collocati fuori dal porto). A questo proposito vale la pena ricordare il progetto in corso di realizzazione in Spagna del “corridoio GNL marittimo-ferroviario” che collegherà il porto di Huelva via ferrovia, con locomotori a GNL, e l’interporto ADIF di Majorabique, nel retroterra di Siviglia, presso il quale sarà anche presente una stazione di GNL per i camion. Allo scopo sarà adeguato alle attività di small scale LNG il deposito del rigassificatore di Huelva.

Per le operazioni di carico/scarico di navi con un miglior indice di efficienza energetica (le Linee guida per queste attività suggeriscono la metodologia Energy Efficiency Design Index (EEDI) ricordando le esperienze già fatte con l’uso del GNL nei carrelli elevatori per lo scarico delle merci e dei container, ma anche per i reach-stacker, le motrici, le gru mobili in genere.

Un richiamo anche al recupero e riutilizzo portuale diretto di frigoriferi da processi criogenici, come nel caso del GNL, conservato a circa -160 gradi.

Nell’ambito della logistica portuale, considerando i mezzi di movimentazione e di trasporto, rientrano gli interventi di sostituzione anche con mezzi a GNL. In questi casi vanno valutate le esternalità ambientali tipiche dei mezzi di trasporto: emissioni, rumore, incidentalità, congestione di traffico.

Le linee guida dedicano particolare attenzione anche all’attività di dragaggio, per la complicatezza dell’analisi costi benefici. Le draghe infatti usano il carburante sia per la navigazione sia per il lavoro. Inoltre le emissioni di una draga dipendono da molti fattori, come le distanze percorse, la tipologia del fondale e dei materiali trattati, l’efficienza delle pompe. Le linee guida richiamano le indicazioni dell’AuDA, l’associazione europea del settore, che dopo un suggerimento iniziale per il passaggio dai combustibili tradizionali ad alto contenuto di zolfo a quelli a basso, è passata al GNL. Draghe a GNL sono già attive e in costruzione nel mondo.

Considerata la necessità di prevedere sistemi per la fornitura di elettricità alle navi ferme in porto (cold ironing o on-shore power supply), le Linee Guida, riprendendo una proposta contenuta nelle Linee guida per la redazione dei Piani Regolatori di Sistema Portuale pubblicate dal MIT nel marzo 2017, estende l’idea della gestione unica del porto come “portgrid”, con un ripensamento completo del sistema di trasmissione, distribuzione e utilizzo dell’energia elettrica.

I due documenti non citano i rischi di insufficiente potenza da parte delle reti elettriche per far fronte alla nuova domanda, e ai costi di un loro rifacimento, così come si cita la possibilità di avere produzioni da fonte

rinnovabile che però difficilmente potrebbe supplire alle carenze della rete elettrica esistente. Però, considerata l'evoluzione regolatoria per la realizzazione di sistemi chiusi di autoproduzione e autoconsumo, l'idea del porto autosufficiente energeticamente potrebbe essere attuata più facilmente con l'uso del GNL, da aggiornare in relazione alla delibera dell'ARERA 558/2019/eel che permette gli ASDC (quindi "comunità energetiche" anche con la gestione del vettore elettrico).

5.8.1.3 Contesto del mercato GNL

Il Mediterraneo Nord Occidentale è costituito dalle acque sottese alla costa continentale europea tra Barcellona e Orbetello e comprende le coste della Corsica e della Sardegna Occidentale.

In questo ambito i principali porti in termini di traffico marittimo e dotazione di servizi per il bunkeraggio sono Barcellona, Marsiglia, Genova e Livorno.



Figura 5.52 I principali porti dell'area del Mediterraneo Nord Occidentale

5.8.1.4 Competitività del GNL nel trasporto marittimo

Dopo avere subito un crollo negli ultimi mesi del 2018, nel primo semestre del 2019, il prezzo del petrolio, misurato dall'indice Brent, ha registrato una tendenza al rialzo fino ad aprile, quando ha invertito la tendenza e si è ridotto fino a raggiungere in giugno i 32.35 €/MWh, in linea con i valori del primo trimestre 2018.

Nel primo semestre 2019, il prezzo dei contratti spot di GNL nel Mediterraneo ha seguito il proprio trend di decrescita iniziato a fine 2018. A dispetto del rialzo del prezzo del petrolio, i prezzi del GNL hanno continuato la propria corsa al ribasso raggiungendo in giugno il valore di 11 €/MWh, minimo della serie dal 2011.

Anche nei primi sei mesi del 2019, l'andamento dei contratti Propano Algeria ha seguito quello del Brent, sebbene il trend rialzista dei primi mesi sia risultato meno intenso di quello del petrolio.

Lo spread dei prezzi del petrolio e del GNL è aumentato significativamente nel corso del semestre. Infatti, al trend rialzista che ha caratterizzato il Brent fino ad aprile, si è contrapposta una rapida riduzione dei prezzi del GNL che hanno mantenuto il trend ribassista iniziata fine 2018. Il differenziale dei prezzi è passato, così, dai 5.75 €/MWh di dicembre 2018 ad oltre 21 €/MWh di giugno 2019. Seppur con minore intensità, anche il differenziale tra Brent e il Propano Algeria è aumentato, passando dai 5.61 €/MWh di dicembre 2018 ad oltre 8 €/MWh di giugno, dopo aver raggiunto un massimo di circa 11€/MWh in aprile, quando il Brent ha raggiunto il proprio picco nel semestre.

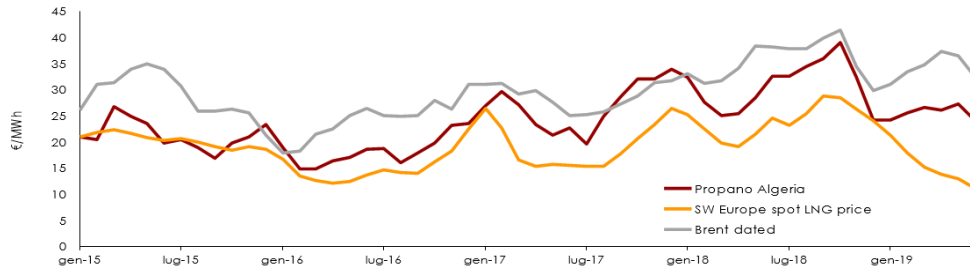


Figura 5.53: Andamento dei prezzi del gas e del GNL (Fonte: REF-E)

Nell'ultimo anno i prezzi del GNL in Europa hanno seguito un trend di rapida e costante riduzione, legato a quello del gas naturale. Da Dicembre 2018, il prezzo spot del GNL in Europa sud-occidentale si è allineata a quello del gas naturale al TTF, raggiungendo nel giugno 2019 i valori minimi dell'ultima decade (3.7 €/MMBtu),

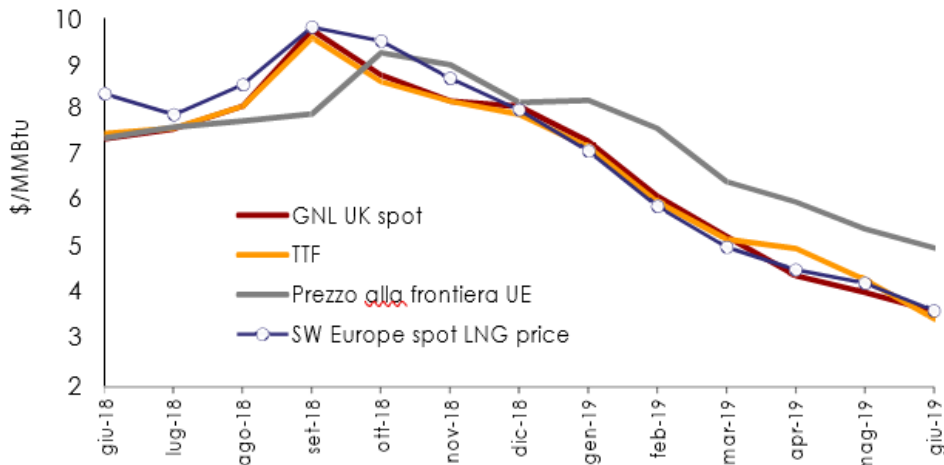


Figura 5.54: Andamento del prezzo spot del GNL in Europa sud-occidentale (Fonte: REF-E)

Fino al 2014 i prezzi nelle tre principali aree mondiali erano caratterizzati da rilevanti differenze di prezzo. A partire dal 2015 gli spread dei benchmark europei e asiatici sono progressivamente diminuiti rispetto al riferimento americano. Per via delle forti indicizzazioni al petrolio e della crescente domanda, sebbene abbiano riscontrato un'inversione di trend nel corso dell'anno, i prezzi asiatici hanno seguito l'andamento del Brent: i differenziali con i prezzi europei sono, così, aumentati nel corso del primo semestre 2019 passando da circa 2€/MWh a 6€/MWh. In questo periodo, la rapida decrescita del prezzo TTF nel 2019 ha permesso, invece, di registrare una rilevante riduzione del differenziale tra il benchmark europeo e quello americano.

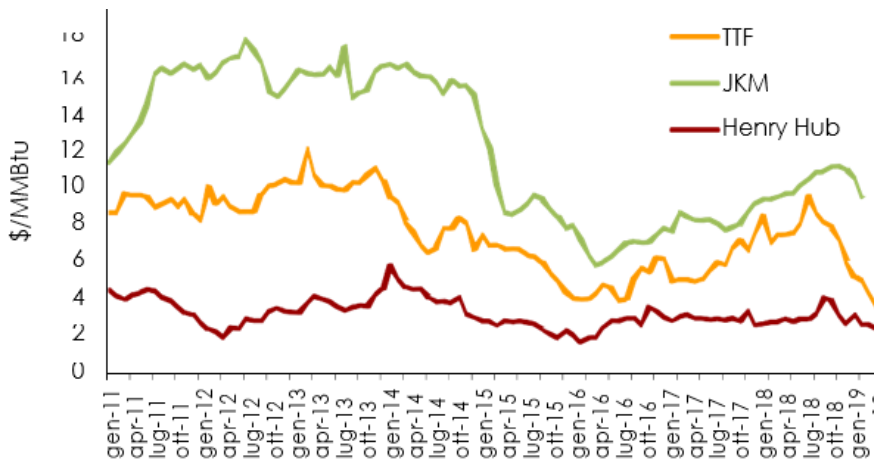


Figura 5.55: Differenziale tra prezzi spot del GNL e prezzi (franco bordo) dei combustibili per trasporto marittimo. (Fonte: REF-E)

Il forte ribasso dei prezzi spot del GNL nei terminali del Mediterraneo durante il primo semestre 2019 ha indotto una rilevante crescita del differenziale rispetto ai prezzi (franco bordo) del gasolio marino, che è arrivato a 33,2 €/MWh nel mese di giugno. Anche nel caso degli olii combustibili utilizzati per il bunkeraggio, questo differenziale, che a dicembre 2018 era di 2,9 €/MWh, nel mese dicembre, ha avuto una forte crescita fino a 18,3 €/MWh alla fine del primo semestre 2019.

Tali valori confermano la competitività del GNL come combustibile marittimo che aumenterà a partire dal primo gennaio 2020 in quanto non più utilizzabili gli attuali olii combustibili. Con l'entrata in vigore il limite globale dello 0,5% di zolfo è atteso un costo maggiore del 30-50% per i prodotti petroliferi per bunkeraggio conformi alla nuova normativa. Anche un aumento del solo 20% renderebbe strutturalmente più competitivo l'utilizzo del GNL rispetto all'utilizzo dei prodotti petroliferi < 0,5% S.



Figura 5.56: prezzi spot del GNL nei terminali del Mediterraneo (Fonte: REF-E)

Tutto questo può favorire l'adozione dell'AMP se il porto sviluppa l'autoproduzione di energia elettrica con sistemi ad alto rendimento alimentati a GNL, evitando anche la necessità di aumentare la potenza richiesta alla rete nazionale di distribuzione che, per potenze elevate (maggiori di 6MW), richiederebbe anche l'alimentazione in alta tensione.

5.8.2 Il caso Studio del porto Canale di Cagliari

5.8.2.1 Conversione dei mezzi portuali

Larga parte dei consumi energetici di un terminal è legata al combustibile necessario per alimentare tutti i dispositivi di movimentazione non connessi alla rete elettrica: gru a portale (RTG), carrelli a braccio frontale, camion per la movimentazione interna/esterna e muletti. Un aumento dell'efficienza di questi mezzi comporta un notevole risparmio sui consumi di combustibile e una apprezzabile riduzione delle emissioni inquinanti e acustiche in sito.



Figura 5.57: Alcuni tipici mezzi per la logistica portuale.

Le azioni previste di efficientamento energetico e della riduzione delle componenti emissive locali sono principalmente due:

- Sostituzione del vettore energetico di alimentazione con l'adozione del vettore GNL e/o elettrico
- Adozione di sistemi ibridi per la movimentazione dei dispositivi logistici di banchina

5.8.2.2 Veicoli con sistemi di propulsione ibridi.

I sistemi di propulsione ibrida elettrica si possono distinguere in ibridi "serie", in cui la trazione avviene per mezzo di motori elettrici e tutta la potenza deve essere convertita in energia elettrica prima di essere utilizzata per la trazione, e ibridi "parallelo", nei quali, invece, parte della potenza viene trasferita dalla fonte primaria al sistema di propulsione senza una conversione in energia elettrica.

In ogni caso un sistema ibrido prevede un sistema di accumulo, sia per ottimizzare il rendimento e recuperare energia in frenatura, sia per sopperire alla richiesta istantanea di potenza nelle fasi di accelerazione. Il motore primario, infatti, di solito dimensionato sulla potenza media e non su quella di picco, lavora a regimi pressoché costanti e in zona a basse emissioni garantendo la marcia del veicolo nelle fasi a velocità costante, mentre il sistema di accumulo fornisce l'energia necessaria nelle fasi di accelerazione.

I sistemi di accumulo dell'energia più utilizzati sono di natura elettrochimica (batterie).

A titolo di esempio si consideri le soluzioni possibili per un upgrade delle gru RTG:

- elettrificazione completa del sistema;
- accoppiamento del motore termico con opportuno sistema di accumulo;
- utilizzo del GNL per l'alimentazione del motore a combustione interna (conversione di un diesel tradizionale in dual-fuel o adozione di motore a gas) in abbinamento al sistema di accumulo.

Se da un lato l'elettrificazione completa comporta il quasi totale annullamento delle emissioni inquinanti interne alla zona portuale e un rendimento di sistema presumibilmente più elevato, d'altro canto è necessario predisporre opportuni sistemi di allacciamento elettrico tramite cavo o rotaia con conseguenti problematiche di interferenza con l'azione logistica di movimentazione dei mezzi interessati al carico/scarico e di investimento economico

La scelta di un'alimentazione ibrida comporta invece differenti vantaggi: indipendenza dalla rete, stessa libertà di movimento della gru di quella attuale e minori, per non dire nulli, costi infrastrutturali. Chiaramente di contro si hanno delle ridotte ma pur sempre residue emissioni inquinanti e acustiche in loco, una residua dipendenza dei costi operativi dal prezzo del combustibile e anche maggiori costi di manutenzione rispetto alla soluzione totalmente elettrica.

Nel caso di alimentazione del motore a GNL, single-fuel o dual-fuel, si mantengono tutti i vantaggi legati all'ibridizzazione del sistema con maggiori benefici in termini di emissioni inquinanti. Quindi le ipotesi più interessanti a causa dei ridotti costi infrastrutturali e dell'indipendenza dalla rete sono: **ibrido-diesel e ibrido-gas naturale.**

Entrambe le soluzioni possono essere realizzate con componentistica normalmente disponibile sul mercato gestita da un sistema di controllo dedicato. La soluzione ibrida con utilizzo di GNL come combustibile, appare quella con più alto tasso di innovatività.

Pertanto per la gru RTG, di esempio, dotata di un motore diesel da 414kW trasformata con un sistema di alimentazione ibrido serie con un motore diesel da 160 kW (le punte di potenza in sollevamento e i recuperi in frenata di discesa del carico sono date dall'accumulo elettrochimico) il consumo giornaliero di gasolio per l'attività di carico/scarico passa da 800 a 150 litri a conferma dell'importanza di questo tipo di azione per il risparmio energetico.

Quanto esposto nel caso della gru RTG può essere applicato a tutti i mezzi impiegati nella logistica di banchina: molti costruttori hanno a catalogo sistemi ibridizzati, alcuni stanno anche predisponendo motori primi dual-fuel in grado di essere alimentati anche a GNL.

Nella tabella seguente sono riportate le stime, effettuate tenendo conto di quanto dichiarato dai costruttori e di alcune simulazioni su casi reali, delle variazioni percentuali sia in termini di consumi energetici che di emissioni di CO₂ per i tipici mezzi adottati nella logistica di banchina e per le possibili ibridizzazioni.

Tabella 5.22: Variazione dei consumi energetici e di emissioni nella sostituzione/r dei mezzi di movimentazione in banchina ¹¹⁹

Mezzi portuali	Alimentazione attuale (Elettrico, Diesel)	Riduzione consumi da ibridizzazione	Riduzione consumi ed emissioni locali da elettrificazione	Possibile passaggio a GNL	Ulteriore riduzione consumi (e CO ₂) con GNL
Gru banchina	E				
Reach stacker	D	-10%-20%		X	-10%-20 %
Ralle	D	-30%		X	-10%-20 %
Locomotori	D	-35%-50%	-100 %	X	-10%-20 %
Fork lift	D		-100%	X	-10%-20 %
RTG	D	-50%-70%		X	-10%-20 %
Altre gru	D/E	-40% -60%	-100%	X	-10%-20 %
Rimorchiatori	D	-20%-30%		X	-10%-20 %
Navi in banchina	D		-100%	X	-40%

5.8.2.3 Il caso studio del Porto Canale di Cagliari.

A titolo di esempio, in relazione ai dati ricevuti rilevati per il Porto Canale di Cagliari, nella seguente tabella sono riportati i risparmi energetici e la riduzione delle emissioni di CO₂ annuali relativi alla programmazione di sviluppo dei possibili up-grade dei pezzi adoperati.

Mezzi portuali	attuale gestione		Ipotesi di conversione a gnl		Ipotesi di adozione sistemi ibridi diesel		Ipotesi di adozione sistemi ibridi a GNL		Ipotesi di adozione sistemi ibridi a GNL + elettrificazione	
	diesel [klitri]	CO ₂ [t]	GNL [t]	CO ₂ locale [t]	diesel [klitri]	CO ₂ locale [t]	GNL [t]	CO ₂ locale [t]	GNL [t]	CO ₂ locale [t]
Reach stacker	140	374	101	277	112	300	81	222	81	222
Ralle	223	596	160	428	156	417	112	309	112	309
Fork lift	11	29	8	21	11	29	8	22	0	0
altre gru	427	1140	307	820	171	456	123	338	0	0
TOT	801	2139	576	1547	450	1201	324	890	193	531
Riduzione emissioni locali CO ₂				-28%		-44%		-58%		-75%

¹¹⁹ Fonte:Elaborazioni Università di Pisa-DESTEC

Tabella 5.23: Confronto tra le diverse ipotesi di conversione dei mezzi del Porto Canale¹²⁰

Come si può notare, anche nell'ipotesi di mantenere l'alimentazione a diesel con l'ibridizzazione si otterrebbe quasi un 50% di riduzione dei consumi che si mantiene anche con l'utilizzo del GNL, ma quest'ultimo permette quasi un raddoppio della riduzione delle emissioni di CO₂.

5.8.3 **Considerazioni conclusive**

Quanto esposto permette di definire, in termini di programmazione, una maggior attenzione al rinnovamento dei mezzi di logistica di banchina sia in termini ibridizzazione dei sistemi di alimentazione che di cambiamento del vettore energetico introducendo il GNL. Peraltro la Sardegna sarà sede dei primi depositi costieri in Italia, anche in un'ottica futura in cui questo combustibile potrà essere prodotto localmente dal biogas e/o da sintesi utilizzando l'eccesso dell'energia da fonti rinnovabili.

6 SISTEMA DI MONITORAGGIO, AGGIORNAMENTO DEL DEASP E METODOLOGIA PER CONSULTAZIONE DEGLI STAKEHOLDER

La consultazione da parte dell'Autorità di Sistema Portuale di istituzioni, imprese, enti pubblici ed organismi privati nonché cittadini costituisce un indispensabile contributo per la formulazione del DEASP. Finora, solo L'Autorità Portuale di Livorno nel 2016 e l'Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Orientale nel 2018 hanno svolto una consultazione scritta degli stakeholder nell'ambito delle tematiche di sviluppo dei porti di competenza. In maniera analoga, l'Autorità di Sistema Portuale del Mar Adriatico Meridionale, attraverso la somministrazione di un apposito questionario, ha orientato la consultazione sia verso la visione generale dell'assetto portuale sia verso le ipotetiche linee di intervento che riguarderanno i poli portuali del sistema, dedicando particolare attenzione alle valutazioni in tema energetico ed ambientale.

Un'attività di consultazione che possa risultare proficua e funzionale e che possa confermare le linee di indirizzo strategico individuate dovrà mirare, attraverso la raccolta di opinioni e proposte da parte di istituzioni, cittadini ed imprese, al miglioramento dell'operatività, dell'efficientamento energetico e della sostenibilità ambientale in tutti gli scali sardi. In tale modo potranno essere messe in evidenza le eccellenze e le potenzialità ma anche le criticità e le carenze che necessiteranno di opportuni interventi. Il Piano Operativo Triennale 2018-2020 elaborato dall'AdSP del Mare di Sardegna, ha già predisposto un'attività comunicativa per la condivisione delle informazioni attraverso il proprio sito web www.adspmaredisardegna.it con l'obiettivo, grazie anche al supporto dei sistemi informatici predisposti dal settore dell'Information and Communication Technology, di orientare la comunicazione anche verso l'interno. Attraverso questo strumento, sarà quindi possibile raggiungere ampie fasce di stakeholder e sviluppare un'efficace attività di consultazione.

6.1 **IL PIANO DELLE ATTIVITÀ DI CONSULTAZIONE**

La struttura del Piano di Consultazione si basa su:

- Costituzione del campione: il piano delle attività di consultazione degli stakeholder dovrà avere come base l'individuazione del gruppo di soggetti che, in virtù dell'attività svolta, sia nelle condizioni di esprimere un parere tecnico e motivato rispetto ai documenti proposti,
- Suddivisione dei soggetti per tipologia: il campione costituito nella fase precedente verrà suddiviso in categorie omogenee di stakeholder istituzionali e territoriali:
 - Istituzioni
 - Associazioni di categoria

¹²⁰ Fonte: Elaborazioni Università di Pisa-DESTEC

- Terzo settore
 - Enti e soggetti del TPL
 - Aziende del territorio
 - Soggetti specializzati nell'erogazione di servizi
 - Agenzie
 - Agenzie marittime
 - Cantieri navali e compagnie di navigazione
 - Concessionari
 - Imprese localizzate nei porti gestiti da AdSP del Mare di Sardegna
 - Soggetti specializzati nella logistica
 - Spedizionieri doganali
 - Altri soggetti
- Formulazione dei questionari: ai soggetti partecipanti dovrà essere somministrato un questionario dal quale si possano trarre il maggior numero di informazioni nell'ambito della sostenibilità ambientale e dell'efficiamento energetico in linea con gli indirizzi strategici del DEASP. A tale scopo, il documento di consultazione/ questionario, dovrà contenere informazioni riguardo a:
 - Profilo dei partecipanti. Il soggetto dovrà indicare a quale delle categorie tra quelle elencate nella suddivisione degli stakeholder per tipologia appartiene, in quale provincia è localizzata la propria sede ed il ruolo ricoperto nell'organizzazione di appartenenza.
 - Pianificazione strutturale. In questa sezione dovranno essere richieste indicazioni ed opinioni sugli interventi di pianificazione strutturale che l'AdSP dovrebbe predisporre per venire incontro alle esigenze dell'organizzazione di appartenenza del soggetto intervistato. (Es: adeguamento infrastrutturale dei porti, semplificazione omogeneizzazione e velocizzazione delle pratiche amministrative e doganali, potenziamento scambi intermodali e collegamenti di ultimo miglio, efficientamento energetico, sviluppo piano di marketing, Integrazione porto/città, sistemi di comunicazione per trasparenza e diffusione di informazioni, consolidamento dei legami con l'Università, altro);
 - Tecnologia. Questa sezione avrà come obiettivo la raccolta di opinioni sulle strategie di sviluppo che l'AdSP dovrebbe adottare per rispondere ai bisogni ed alle aspettative dell'organizzazione di appartenenza del soggetto intervistato. (Es: aggiornamento delle tecnologie esistenti, tecnologie per la digitalizzazione delle procedure operative, tecnologie e piattaforme per la gestione del porto ad ampio spettro, tecnologia per gli interventi di adeguamento strutturale, tecnologie per il potenziamento del monitoraggio di traffico, tecnologie per la gestione e manutenzione degli impianti/servizi ambientali e sostenibilità).
 - Impatto ambientale ed efficientamento energetico. In questa parte del questionario si raccoglieranno le informazioni relative all'inquinamento del territorio causato dalle attività portuali, con lo scopo di individuare quali ambiti di attività dovrà tenere in considerazione il DEASP ai fini della riduzione dell'impatto ambientale.

6.2 I METODI DI COINVOLGIMENTO ED I PROTAGONISTI DELLA CONSULTAZIONE

Le politiche dell'Unione Europea ed i più recenti documenti internazionali e nazionali raccomandano alle istituzioni ed alle amministrazioni locali l'apertura dei processi decisionali al confronto con i diversi portatori di interesse e l'introduzione di modalità decisionali sempre più inclusive nella definizione delle politiche pubbliche. Per questo motivo la consultazione dovrà configurarsi come un processo di confronto e scambio

tra organismi pubblici e privati. Il coinvolgimento dei soggetti da consultare dovrà mirare ad ottenere una collaborazione fattiva da parte degli stakeholder della comunità portuale. Di fondamentale importanza sarà quindi un'adeguata informazione e promozione delle finalità del DEASP nonché l'apertura all'ascolto delle esigenze e la condivisione degli obiettivi con l'utenza portuale.

Le azioni di coinvolgimento potranno essere:

- Promozione e condivisione del programma di lavoro con gli stakeholder;
- Informazione circa l'imminente campagna di raccolta dati di natura energetica ed ambientale;
- Illustrazione dell'inventario dei gas climalternati e del calcolo del carbon footprint;
- Identificazione e gerarchizzazione degli obiettivi di miglioramento in campo energetico-ambientale da inserire nel DEASP e condivisione degli stessi;
- Acquisizione degli indirizzi sui possibili interventi e misure da sottoporre ad analisi costi-benefici;
- Richiesta di un contributo da parte degli Enti locali e degli utenti portuali;
- Mappatura dei consumi energetici e delle fonti di approvvigionamento mediante compilazione di un'apposita scheda allo scopo di formulare un modello;
- Attivazione di azioni di supporto alla compilazione della scheda.

L'invito ad aderire a questa iniziativa potrà essere effettuato tramite mail. A questo potranno eventualmente seguire dei contatti telefonici nei confronti chi non avesse fornito un riscontro o di chi avesse necessità di un supporto nella compilazione dei questionari. Un altro metodo di coinvolgimento potrebbe essere effettuato mediante la creazione sui social network di profili dedicati. Attraverso essi sarebbe possibile raggiungere un adeguato numero di utenti interessati alla consultazione.

7 PIANO PLURIENNALE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE

Nel presente studio è stato effettuato un quadro generale sui consumi energetici del complesso sistema degli edifici, delle apparecchiature e degli impianti presenti all'interno delle aree portuali che ricadono all'interno dei porti dell'AdSP del Mare di Sardegna. Oltre alla fotografia dello stato attuale sono stati analizzati gli interventi di efficientamento energetico e i progetti già avviati e programmati dall'AdSP sul versante dell'efficientamento energetico, al fine di individuare un primo set di interventi che siano in grado di rispondere agli obiettivi di riduzione e contenimento dei consumi energetico ed quindi alla riduzione della CO₂. Pertanto, di seguito, viene definita la strategia di sviluppo energetico ed ambientale dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna finalizzata a migliorarne la competitività riducendo i principali fattori di pressione sulle matrici ambientali. Sono stati pertanto esaminati, sotto diversi punti di vista, tutti gli aspetti riguardanti i temi energetici e di sostenibilità ambientale, anche a quelli trattati nell'ambito dei diversi progetti corso finanziati sul programma Interreg IT-FR 2016-2020, e che riguardando fondamentalmente problematiche di efficientamento energetico, pressione sonora e sicurezza delle attività portuali e logistiche in porto. In tema di energia e sostenibilità ambientale dell'Autorità di Sistema Portuale, sono stati individuati in via del tutto preliminare i seguenti obiettivi specifici:

- riduzione del fabbisogno energetico attuale attraverso interventi di efficientamento energetico;
- monitoraggio del fabbisogno energetico futuro;
- utilizzo di sistemi e tecnologie a minor impatto ambientale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico attuale;
- produzione di energia da fonti rinnovabili;
- cooperazione tra operatori pubblici e privati.

Tabella 7.1: Sommario degli obiettivi e delle azioni previste dal piano pluriennale di sviluppo energetico-ambientale

Porto	Obiettivi	Tipologia di azioni	Costo intervento	Date di avvio progettazione e conclusione lavori
Portovesme	Riduzione del fabbisogno energetico attuale	Efficientamento energetico attraverso la sostituzione delle lampade per l'illuminazione esterna	€ 348.000,00	Studio di fattibilità economico finanziario ottobre 2018
Portovesme	Riduzione del fabbisogno energetico attuale e manutenzione impianti	Efficientamento energetico attraverso la sostituzione delle lampade per l'illuminazione esterna	€ 105.878,31	Definitivo Esecutivo (2018)
Oristano	Riduzione del fabbisogno energetico attuale	Efficientamento energetico attraverso la sostituzione delle lampade esterne	€ 21.700,00	Conclusione progettazione ottobre 2018
Porto di Olbia Isola Bianca	Riduzione del fabbisogno energetico attuale e manutenzione impianti	Efficientamento energetico attraverso la sostituzione delle lampade per l'illuminazione esterna	€ 482.177,22	Studio di fattibilità tecnico economica ed esecutiva (febbraio 2019)
Porto Torres: Porto Commerciale, Molo di Ponente e molo Teleferica, Porto	Riduzione del fabbisogno energetico attuale e manutenzione impianti	Efficientamento energetico attraverso la sostituzione delle lampade per l'illuminazione esterna	€ 400.000,00	Progetto Definitivo (aprile 2019)
Tutti i porti dell'AdSP Mare di Sardegna	PPP cooperazione pubblica privata per l'efficientamento energetico dell'illuminazione pubblica e degli edifici	Efficientamento energetico e Fornitura di energia elettrica degli impianti di illuminazione pubblica e degli immobili, del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti di condizionamento, idrico e sanitario e dei gruppi antincendio del patrimonio tecnologico	Costo totale investimento per gli interventi € 5.752.300,80 Canone annuale a carico dell'AdSP € 1.470.893,20	Studio di fattibilità
Tutti i porti dell'AdSP Mare di Sardegna	Project Financig cooperazione pubblica privata per l'efficientamento energetico dell'illuminazione pubblica e degli edifici	Efficientamento energetico e Fornitura di energia elettrica degli impianti di illuminazione pubblica e degli immobili, del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti di condizionamento, idrico e sanitario e dei gruppi antincendio del patrimonio tecnologico	Canone (iva esclusa): 1° anno: € 1.904.287,25 2° anno: € 3.127.500 3° anno: € 1.904.287,25 Investimento totale (iva esclusa): € 5.737.355,00	
Porto di Oristano	Realizzazione deposito costiero di GNL, anche per il Bunkeraggio e rifornimento mezzi terrestri Iniziativa privata	Uso del GNL come carburante navale		Conclusione dei lavori ed inizio attività Agosto 2020
Tutti i porti dell'AdSP	Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili	Realizzazione di impianti FV		Progettazione nel 2020 anche in funzione di eventuali iniziative di privati
Tutti i porti dell'AdSP	Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili	Realizzazione di studi preliminari di fattibilità relativi a specifiche tecnologie		2020-2021

8 LA VALUTAZIONE PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ – ANALISI BENEFICI COSTI

Come noto, ai sensi del D. Lgs. n. 169/2016 (modificato dal D. Lgs. n. 232/2017) ciascuna AdSP è tenuta a promuovere la redazione del Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale del Sistema Portuale (DEASP), in ragione di quanto indicato dalle Linee-guida definite dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT). Il documento in oggetto in particolare oltre a prevedere lo stato di fatto relativo ai consumi energetico portuale e la relativa carbon footprint, deve indicare una scheda sintetica di aggiornamento annuale atta a descrivere gli interventi e le misure attuati nell'anno. Le linee guida ministeriali, in particolare, indicano come il documento debba definire gli indirizzi strategici per il conseguimento degli obiettivi di sostenibilità energetico-ambientale dei porti di competenza della specifica AdSP, ponendo particolare enfasi in relazione all'abbattimento delle emissioni di CO₂ nelle aree portuali.

Sotto questo profilo, il DEASP non solo deve consentire di identificare gli interventi (opere, impianti, strutture, lavori, ecc.) e le misure (regolamenti, agevolazioni, ecc.) atti a favorire l'efficientamento energetico e la promozione dell'impiego e della diffusione delle energie rinnovabili in ambito portuale ma deve pervenire alla definizione di un programma di breve termine e di una strategia di medio lungo termine che individui in modo preciso i meccanismi implementativi da perseguire anche in ragione di una puntuale analisi di fattibilità tecnico-economica, prevedendo l'impiego della metodologia nota come "Analisi Costi-Benefici".

Lo scopo del presente paragrafo è quello di esaminare la metodologia "Analisi Costi-Benefici" (ACB) e identificare l'approccio da impiegare puntualmente nella selezione degli interventi progettuali da inserire all'interno della programmazione strategica da parte dell'AdSP del Mar di Sardegna in relazione alle dimensioni energetiche atte a impattare sull'ambiente.

Come noto, l'ACB è una tecnica di tipo "monocriteriale" volta a valutare azioni e interventi a valenza economica. Detta metodologia viene impiegata in diversi settori e comparti, specificatamente quanto si renda necessaria una valutazione di politiche o programmi di natura pubblica che presentino implicazioni non solo di natura squisitamente economico-finanziaria (essendo pertanto, sotto questo profilo, preferibile a tecniche e criteri di valutazione squisitamente economico-finanziari). Ciò nonostante tale metodologia trova applicazione anche in relazione a interventi attuati da soggetti privati. Il successo della diffusione di questa metodologia in diversi contesti pratici, può essere ricondotta alla capacità di sintetizzarne gli esiti del processo di valutazione sottostante in indicatori di semplice e immediata comprensione che facilitano anche la comparabilità tra ipotesi progettuali e investimenti alternativi di diversa natura e di carattere complesso.

In tal senso, infatti, è appena il caso di evidenziare come l'ACB costituisca una metodologia di analisi avente carattere comparativo: essa infatti consente di valutare se la realizzazione di un determinato intervento generi vantaggi e benefici netti maggiori, uguali o superiori rispetto agli altri interventi o alle ipotesi progettuali potenzialmente alternative, oppure semplicemente determini implicazioni positive, negative o neutre rispetto a scenari di "non intervento" (lo scenario di base, che corrisponde all'assenza di intervento programmatico viene solitamente definito come alternativa "*do-nothing*" o *business-as-usual*, BaU). Ciò significa, in altri termini che, laddove l'ACB venga impiegata al fine di valutare la realizzazione o meno di un intervento (anche in assenza di soluzioni alternative), le analisi condotte a tal fine permetteranno di valutare la capacità di un intervento di creare maggiore utilità o vantaggi netti rispetto a una condizione contraddistinta da assenza di intervento.

Le specificità di tale metodologia di analisi la rendono particolarmente flessibile rispetto alle finalità di supporto al processo decisionale pubblico e privato, pur rimanendo i risultati finali fortemente esposti rispetto alla scelta dello scenario controfattuale impiegato per la comparazione/valutazione in oggetto. Sotto questo profilo, è appena il caso di evidenziare come la possibilità di definire scenari comparativi multipli presenti il vantaggio di disporre di una gamma più ampia di possibili interventi alternativi che consente al decisore non

solo di scegliere se realizzare o evitare uno specifico intervento ma preferire il medesimo o meno ad altra ipotesi progettuale più vantaggiosa in ragione degli obiettivi che si intende massimizzare.

Tanto premesso, il documento predisposto dal MATTM (Direzione Generale per il clima e l'energia), riportante le "Linee guida per la redazione dei documenti di pianificazione energetico – ambientale dei sistemi portuali DEASP", indica anche gli approcci metodologici da impiegare in relazione all'adozione dell'ACB.

In particolare, ai sensi del DLgs. 4 agosto 2016, n. 169 e successive modifiche nella predisposizione del DEASP le AdSP devono valutare gli interventi considerandone il costo "globale", tenendo conto degli impatti sociali e ambientali che si originano dagli stessi.

In questo contesto complessivo, secondo gli indirizzi nazionali (D. DLgs 228/2011) ed europei (Modello ACB DG-REGIO, 2014), l'Analisi Costi – Benefici (ACB) costituisce lo strumento preferibile per la valutazione ex ante degli interventi di natura pubblica realizzati in ambito portuale.

Le Linee Guida richiamate ricordano come l'Analisi Costi-Benefici (ACB) sia una tecnica per un'efficiente valutazione degli investimenti che consente di identificare e quantificare attraverso opportuni modalità di misurazione i diversi costi e i benefici di natura economica, sociale e ambientale che originano dalla realizzazione di uno specifico investimento nell'ambito di un periodo temporale predeterminato. L'obiettivo insito nell'applicazione della presente metodologia è quello di assicurare un'allocazione più efficiente delle risorse, specie pubbliche.

Tabella 8.1 Tecniche di valutazione economica richieste in relazione alle categorie di interventi energetico-ambientali nell'ambito del DEASP

	Categorie di interventi energetico-ambientali	Tecniche valutative richieste
Interventi promossi da soggetti privati	1) Interventi energetico-ambientali (diversi da opere pubbliche o di pubblica utilità), promossi da privati operanti in ambito portuale, che non comportano contributi pubblici destinati specificatamente ai porti, ma che possono attingere agli strumenti agevolativi per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili	Procedura di valutazione non richiesta obbligatoriamente; le autorità portuali raccolgono da tali soggetti le informazioni necessarie per completare il quadro dei dati energetico-ambientali necessari al DEASP (CO ₂ evitata)
	2) Interventi energetico-ambientali (diversi da opere pubbliche o di pubblica utilità), promossi da soggetti privati operanti in ambito portuale, anche con il supporto finanziario (incluse le garanzie) del Fondo per l'efficienza energetica proposto dal Piano strategico nazionale dei Porti e della Logistica del 2015 (azione 7.2).	Analisi costi benefici, con livello di approfondimento proporzionato alla dimensione dell'intervento (investimento complessivo):
	2.a) investimenti inferiori ai 10 milioni di euro	2.a) analisi costi benefici semplificata del progetto;
	2.b) investimenti superiori ai 10 milioni di euro	2.b) analisi costi benefici completa del progetto.
Interventi promossi dal pubblico o pubblico-privato	3) Interventi energetico-ambientali riguardanti opere pubbliche o di pubblica utilità interamente finanziati con fondi pubblici o parzialmente realizzate con fondi statali:	Tecniche di ACB diverse, modulate per tipo e dimensione dell'investimento, a seconda dei casi (a, b, c, d):
	3.a) di rinnovo del capitale (ad es. manutenzione straordinaria, recupero e ristrutturazione)	3.a) analisi costi-efficacia;
	3.b) nuove opere, senza tariffazione del servizio, con investimenti inferiori ai 10 milioni di euro;	3.b) analisi costi benefici semplificata;
	3.c) nuove opere, senza tariffazione del servizio, con investimenti superiori ai 10 milioni di euro;	3.c) analisi costi benefici (completa);
	3.d) nuove opere di qualsiasi dimensione, per le quali è prevista una tariffazione del servizio (escluse quelle di tipo a) di "rinnovo del capitale").	3.d) analisi costi benefici (completa).

L'ACB, può essere condotta, a seconda della complessità e della rilevanza del progetto, applicando diverse modalità operative. Con specifico riferimento agli interventi indicati nel DEASP, la Tabella 8.1 classifica le diverse tipologie di interventi energetico-ambientali considerando congiuntamente: la natura del soggetto

promotore, l'investimento richiesto e la fonte del finanziamento. Per ciascuna categoria di intervento, inoltre, viene indicata la tecnica valutativa che l'AdSP dovrà impiegare.

Le Linee guida già più volte richiamate, in tal senso, prevedono le seguenti tecniche:

1. Valutazione di fattibilità economica non obbligatoria
2. Analisi costi-efficacia
3. Analisi costi-benefici semplificata
4. Analisi costi-benefici completa.

Pertanto, l'AdSP del Mar di Sardegna dovrà esaminare singolarmente i diversi interventi potenziali impiegando la tecnica valutativa relativa alla specifica categoria di appartenenza dell'intervento, considerando ulteriori profili rilevanti quali:

1. L'orizzonte temporale impiegato nell'ambito dell'analisi dei progetti energetico-ambientali, che corrisponde alla vita tecnica dell'impianto o dell'investimento realizzato, deve essere determinato alla luce delle convenzioni comunitarie desunte dall'Allegato I del Regolamento delegato della Commissione UE del 3 marzo 2014. In particolare, per i sistemi informativi (es. progetto di efficienza energetica) si considera un orizzonte temporale pari 10-15 anni. Per gli impianti energetici convenzionalmente si stima una vita tecnica di 15 anni che salgono invece a 25 anni per le infrastrutture in generale. Gli interventi relativi alle strade possono invece essere valutati impiegando un orizzonte di 25-30 anni, le infrastrutture portuali di 25 anni e le ferrovie di 30 anni.
2. Come tasso di attualizzazione (da applicarsi ai costi e ai benefici) deve essere impiegato il rendimento offerto da attività finanziarie prive di rischio a scadenza non breve. Seguendo le Linee Guida ACB del DG-Regio, andrà impiegato un tasso di sconto indicativo pari al 4% ("i=0,04"). Una più corretta attualizzazione richiederebbe di adottare per ciascuna categoria di intervento un tasso in linea con la vita tecnica del medesimo.

Di seguito vengono brevemente descritte le principali tecniche valutative che l'AdSP dovrà applicare nell'analisi dei diversi interventi da realizzare in ambito marittimo-portuale per le finalità del DEASP.

8.1 ANALISI COSTI BENEFICI (ABC) SEMPLIFICATA

L'ABC semplificata trova applicazione in relazione alla valutazione degli interventi riconducibili alla categoria 2, nel caso di presenza di finanziamenti pubblici, con investimenti di importo inferiore ai 10 milioni di euro, nonché in relazione a interventi di cui alla categoria 3, con accesso a fondi infrastrutturali, quando il progetto attiene ad opere "fredde" (assenza di entrate tariffarie) e investimenti richiesti inferiori ai 10 milioni di euro. Secondo quanto previsto dal DPCM 3 agosto 2012, l'analisi richiede il calcolo di un solo indicatore, semplificando molteplici stime tipicamente richieste nell'ambito dell'analisi economico-sociale. Gli interventi energetico-ambientali possono comportare, oltre alla riduzione delle emissioni di CO₂, anche il conseguimento di ulteriori benefici di tipo ambientale; al contrario i benefici economici possono variare in ragione della tipologie d'intervento. Pertanto nell'ABC viene applicato il **rapporto Benefici / Costi** di seguito indicato:

$$\frac{C_{ext\ evitati}}{C_{INV} + C_{ES}}$$

dove $C_{ext\ evitati}$ si riferisce ai costi esterni ambientali evitati dall'intervento energetico-ambientale nel periodo di analisi in confronto allo scenario che non preveda l'intervento medesimo, C_{INV} indica i costi d'investimento mentre C_{ES} quelli di esercizio nel medesimo periodo (anch'essi vanno attualizzati all'anno base e misurati in termini differenziali rispetto allo scenario di riferimento).

Il rapporto Benefici / Costi è un numero positivo che se risulta maggiore di 1 segnala la bontà dell'intervento, mentre se inferiore a 1 indica che il progetto determina costi esterni ambientali evitati attraverso l'intervento

inferiori rispetto ai costi di investimento e di esercizio che l'intervento stesso determina nell'orizzonte temporale assunto per la valutazione.

8.2 ANALISI COSTI-EFFICACIA

L'analisi costi-efficacia, che costituisce una procedura di valutazione semplificata, implica il calcolo di uno o più indicatori atti a rapportare i costi economici di un intervento ai relativi benefici generati, esprimendo i medesimi con un'unità di misura non monetaria. Sotto questo profilo, detta tecnica di valutazione implica due livelli di semplificazione. In primo luogo, l'impiego di un'unità di misura fisica consente di non dover effettuare complesse trasformazioni dei benefici in termini economici quando i benefici medesimi non si prestano a questo tipo di calcolo. In secondo luogo, sul versante dei costi, l'analisi prende in considerazione esclusivamente i costi di investimento e non quelli di esercizio semplificando significativamente le complesse attività di stima prospettica dell'andamento futuro dei costi di esercizio riconducibili alla gestione di un impianto o di un'infrastruttura.

Ovviamente, nel caso in cui, nell'ambito dell'applicazione dell'analisi costi-efficacia si intenda adottare un singolo indicatore diventa necessario selezionare una misura fisica dei benefici che esprima propriamente il risultato atteso principale del progetto valutato.

Nello specifico caso dei progetti energetico-ambientali di cui al DEASP, l'AdSP, pertanto dovrà prestare la massima attenzione alla capacità dei singoli progetti di ridurre le emissioni di CO₂. L'indicatore di costo – efficacia in tal caso, quindi, verrà calcolato come rapporto tra il costo d'investimento per l'intervento e le emissioni di CO₂ complessivamente evitate durante la vita tecnica del medesimo.

In considerazione del fatto che diversi interventi energetico-ambientali previsti all'interno del DEASP del Mar di Sardegna, oltre a consentire la riduzione delle emissioni di CO₂ determinano anche benefici collaterali in relazione ad altri fattori inquinanti quali NO_x, SO₂, particolato, ecc., una corretta applicazione della tecnica valutativa in oggetto richiede l'impiego di "indicatori multipli", ad esempio rapportati alla medesima voce di costo (investimento iniziale ± aumento/riduzione dei costi di esercizio nella vita tecnica), adottando quindi opportuni fattori di equivalenza fra inquinanti.

Con riferimento agli investimenti di cui al presente DEASP, in particolare, appare opportuno valutare gli effetti di ciascun intervento in termini di riduzione dei seguenti inquinanti: CO₂, PM_{2,5}, NO_x, secondo la seguente formula:

$$\frac{a * \text{ton CO}_2 \text{ evitate} + b * \text{ton PM}_{2,5} \text{ evitate} + c * \text{ton NO}_x \text{ evitate}}{C_{INV}}$$

Dove: ton CO₂ evitate, ton PM_{2,5} evitate, ton NO_x evitate sono le quantità cumulate di emissioni annuali evitate a fronte della realizzazione del progetto lungo la vita tecnica del medesimo (sempre rispetto allo scenario alternativo), mentre i parametri "a", "b", "c" corrispondono ai fattori di equivalenza rispetto alle emissioni di CO₂, come di seguito indicato

$$a = 1; \quad b = 2193; \quad c = 120$$

L'analisi costi-efficacia, pertanto, indica attraverso un valore numerico il rapporto fra tonnellate di inquinanti evitate e costo di investimento sostenuto per la realizzazione dell'intervento.

8.3 ANALISI COSTI-BENEFICI COMPLETA

L'ABC completa, invece viene normata dal DLgs 228/2011 e successivi provvedimenti attuativi e richiede la realizzazione di una molteplicità di fasi di valutazione assai articolate e complesse. Nel dettaglio, la corretta implementazione della stessa poggia sulla realizzazione dei seguenti passaggi:

1. Analisi delle esigenze e dell'offerta relativi all'intervento da valutare

2. Analisi economico-finanziaria dell'intervento che richiede la predisposizione del piano economico-finanziario, la realizzazione dell'analisi di redditività dell'opera e la valutazione della sostenibilità finanziaria della stessa.
3. Analisi della fattibilità economico-sociale che implica la realizzazione dell'analisi costi-benefici in senso stretto.
4. Analisi di sensitività e di rischio finalizzata a stimare il campo di variazione potenziale degli output di progetto sia sotto il profilo finanziario, sia sotto il profilo economico-sociale.

Lo sviluppo analitico dell'analisi si basa sul calcolo dei due parametri il VAN (Valore Attuale Netto) e l'SRI (Saggio di Rendimento Interno) secondo le regole consolidate e riscontrabili nella vasta e diffusa letteratura in materia

L'Analisi Costi-Benefici è una tecnica di valutazione degli investimenti finalizzata a valutare la bontà di un intervento sulla base della comparazione economica dei costi e dei benefici. Nel caso del DEASP, l'obiettivo è quello di valutare dal punto di vista monetario l'effetto di interventi legati alla produzione e fornitura di energia ed al consumo per tutte le attività presenti in porto.

Come specificato in premessa, il presente DEASP è stato elaborato tenendo conto dei fabbisogni energetici di tutte le attività presenti all'interno delle aree demaniali; tali dati sono stati rilevati direttamente per le attività riconducibili all'Ente Autorità di Sistema Portuale, mentre sono stati stimati mediante KPIs per tutte le attività di concessionari ed affidatari diretti: in quest'ultimo caso, i dati sui consumi e fabbisogni rappresentano un semplice riferimento e vengono utilizzati per poter disporre di "un ordine di grandezza" che consenta al decisore di disporre di un'indicazione meno precisa ma comunque completa su tali variabili. Questo significa che il dato relativo a tutte le attività dei concessionari e degli affidatari, essendo stimato e non direttamente rilevato, risulta essere inadatto per poter essere inserito all'interno di un'analisi Costi-Benefici, mentre lo è per fornire una indicazione di Piano sull'andamento dei consumi e dei fabbisogni.

Per questo motivo, si è deciso di non effettuare, in questa prima stesura, l'analisi Costi-Benefici in quanto le disponibilità di dati stimati e non realmente rilevati, avrebbe alterato il risultato di un metodo che si basa proprio sulla precisione e correttezza dei dati di ingresso.

Nelle successive stesure del DEASP, nel momento in cui si disporrà di dati reali ed omogenei per tutti gli ambiti portuali, verrà applicata l'analisi Costi-Benefici per stimare la fattibilità dei diversi interventi.

9 CONCLUSIONI

La struttura ed i contenuti del presente documento preliminare del DEASP consentono di poter inquadrare i potenziali interventi di razionalizzazione energetica dei porti dell'AdSP del Mare di Sardegna mediante l'impiego di strategie e tecnologie più confacenti al contesto portuale analizzato ed ai consumi attuali e prevedibili (il caso del porto canale di Cagliari costituisce l'esempio della tipologia di contesto per il quale le valutazioni dei consumi dovranno riferirsi alla ripresa delle attività di transhipment dei container ed altro).

Il confronto da un lato con il management dell'AdSP e dall'altro con gli operatori e le utenze portuali sono i passaggi chiave che, unitamente al completamento dell'acquisizione dei dati sui consumi, consentiranno di poter impostare per i differenti contesti portuali le alternative progettuali da comparare attraverso le ABC e conseguentemente dare completezza al Piano.

A tale proposito si ricorda infatti come il presente piano si basi, in consistente misura, su dati dei consumi energetici stimati attraverso l'impiego un modello molto efficiente seppure comunque suscettibile delle approssimazioni di un qualunque strumento di stima.

Sono stati riportati sommariamente i contenuti di una serie di progetti in corso, dai quali è già al momento possibile conoscere quali saranno le opportunità tecnologiche e operative a disposizione per ciò che concerne la problematica dell'approvvigionamento energetico (produzione e gestione) e della gestione delle risorse in generale. Tali informazioni sono importanti anche alla luce di interventi significativi quali ad esempio quello del distretto energetico di Cagliari, progetto a suo tempo indicato dalla AP, che, in una

visione sistemica, prevedeva di trattare i rifiuti portuali, dissalare acqua per usi industriali del porto e produrre energia elettrica, oppure più semplicemente interventi atti ad attenuare la pressione sonora del porto attraverso accorgimenti quali ad esempio la regolazione del traffico con differenti modalità, da quelle connesse alla regolazione della circolazione ad altre più di natura tecnologica.

Nel caso dell'AdSP del Mare di Sardegna l'applicazione dell'ABC riguarda un ampio spettro di casi; sette porti, tre dei quali con contesti territoriali separati l'uno dall'altro che amplificano la casistica delle possibili alternative progettuali. Al fine di strutturare le alternative progettuali finalizzate al contenimento ed alla razionalizzazione dei consumi e alla riduzione dell'inquinamento ambientale, il confronto con l'AdSP diviene fondamentale per definire la strategia che si intende perseguire.

Se, a titolo di esempio, l'opzione di realizzare le Comunità Energetiche all'interno dei diversi porti, od in alternativa in alcuni di essi, viene perseguita, il bilancio economico stesso subirà sensibili variazioni condizionando evidentemente l'impostazione delle stesse ABC. In questo senso l'opportunità di grande rilievo offerta dall'utilizzo dell'istituto della Comunità Energetica richiede, quale primo passo operativo da parte della AdSP, quello di individuare i potenziali partner della/e Comunità che dovranno in prima istanza essere edotti sui benefici conseguibili attraverso la partecipazione a tali sodalizi.

Alla stessa stregua la scelta, ad esempio, di utilizzo del GNL quale vettore per supplire ai picchi di potenza richiesta nell'approvvigionamento energetico dei natanti, e quindi a supporto ad esempio del fotovoltaico, implicherebbe ipotesi di lavoro differenti rispetto all'impiego diffuso del GNL.

Come si può comprendere la fase di interlocuzione con gli stakeholders è di grande delicatezza e richiede una preparazione documentale e informativa assolutamente efficiente in relazione agli scopi di tale azione all'interno del DEASP.

Le conoscenze di base e le valutazioni contenute nel documento consentono di poter sviluppare le analisi finali e operative e poter programmare gli interventi di breve periodo per i diversi porti del sistema.

L'azione dunque che ci si sente di suggerire al RUP ed ai vertici dell'AdSP è quella di intraprendere da subito l'attività di messa a punto delle strategie operative per attivare nei contesti portuali più significativi le ipotesi di eventuale utilizzo dell'istituto della Comunità Energetica e nel contempo predisporre gli elenchi degli Stakeholders di ogni Comunità portuale dell'AdSP.

L'avvio delle interlocuzioni con gli Stakeholders dovrà avere diverse finalità fra cui:

- sensibilizzazione sugli obiettivi del DEASP e coinvolgimento degli operatori nella raccolta dei dati di consumo energetico;
- informativa sulle opportunità offerte dalla realizzazione della Comunità Energetica,
- collaborazione e partecipazione nella fase di individuazione di soluzioni di assetto energetico più efficienti rispetto alle attuali;

Si suggerisce infine, dato il numero e l'ampiezza delle problematiche che interessano i tanti porti dell'AdSP del Mare di Sardegna ed in considerazione della dimensione economica degli stessi che non consentirebbe di esaurire gli interventi in un arco di tempo di breve periodo (3/5 anni), l'opportunità di individuare una lista di priorità degli interventi in modo tale da poter sviluppare le valutazioni B/C al momento della programmazione delle realizzazioni. Tale strategia è in generale sempre opportuna, nel caso dei DEASP è anche coerente in ragione di un settore, quale quello dell'energia, dove l'evoluzione tecnologica è rapida e conseguentemente richiede la messa in cantiere delle soluzioni prescelte senza attendere lunghi tempi dopo che le stesse sono state pianificate.

In questa visione, non adeguatamente messa in risalto dalle Linee Guida per la predisposizione dei DEASP a cura del Ministero dell'Ambiente, il DEASP stesso diviene uno strumento che dinamicamente è integrato nel tempo con l'introduzione di nuovi interventi, tutti però coerenti con il presente Piano.

9.1 QUADRO DI SINTESI

Nella presente sezione vengono riportati i dati di sintesi dei consumi attuali, stimati sia per la componente termica che per quelle elettrica, e i valori di riduzione delle emissioni nocive di CO₂ determinate dalle ipotesi di scenario di intervento previste dalla AdSP e richiamate nel presente documento.

Tabella 9.1: Quadro degli attuali Consumi termici ed elettrici, e emissioni di CO₂ annui nei porti dell'AdSP del Mare di Sardegna

	E Kwh/anno	T Kwh/anno	Totale Kwh/anno	Ton CO ₂ prodotte
Cagliari	99.725.000	29.602.000	129.327.000	39 703,39
Porto Torres	8.295.000	9.879.900	18.174.900	5 579,69
Olbia	13.873.000	16.080.000	29.953.000	9 195,57
Golfo Aranci	522.000	299.000	821.000	252,05
Oristano	4.776.700	6.041.600	10.818.300	3 321,22
S.T. Gallura	180.000	70.000	250.000	76,75
Portovesme	3.380.000	3.881.000	7.261.000	2 229,13
Totale	130.751.700	65.853.500	196.605.200	60 357,80
E= elettrico, T= Termico				
<i>Stima valutata sulla considerazione di 1kWh pari a 0,307 kg di CO₂¹²¹</i>				

Tabella 9.2: Risultati attesi - Opere di efficientamento energetico – Illuminazione pubblica e valutazione della riduzioni delle emissioni di CO₂

	Consumi Ante Kwh/anno	Consumi Post Kwh/anno	Risparmio in Kwh/anno	riduzione CO ₂ Tonn/anno
Olbia	658.703,00	325.970,00	332.733,00	102,15
Porto Torres	1.602.871,00	760.899,00	841.972,00	258,49
Cagliari porto Canale	881.811,00	329.250,00	552.561,00	169,64
Cagliari porto storico	1.553.801,00	629.250,00	924.551,00	283,84
Oristano	301.840,00	268.496,00	33.344,00	10,24
Portovesme	243.618,00	147.340,00	96.278,00	29,56
Totale	5.242.644,00	2.461.205,00	2.781.439,00	853,90

In conclusione, si può affermare che gli interventi programmati di efficientamento energetico, così come definiti nel cap 7, riguardanti **la sola illuminazione pubblica**, determinano un risparmio di 2.781.439,00 Kwh/anno equivalente ad una riduzione di 853,90 Tonnellate anno di emissioni nocive di CO₂.

¹²¹ ISPRA 303/2019 Fattore di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali paesi Europei- Fattore di emissione di gas serra del parco termoelettrico per la produzione elettrica di origine termica e di quella da fonti rinnovabili (g CO₂eq/kWh) – aggiornata a dati 2017

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3.1 Dimensionamento del porto di Cagliari	16
Tabella 3.2 Porto Commerciale, specifiche degli accosti_ Bacino di Levante	18
Tabella 3.3 Porto Commerciale, specifiche degli accosti_ Bacino di Ponente.....	19
Tabella 3.4 Porto Commerciale, specifiche degli accosti_ Porto Interno	19
Tabella 3.5 Porto Canale, specifiche degli accosti.....	21
Tabella 3.6 Arco portuale di Cagliari_Aree sottoposte a vincolo.....	33
Tabella 3.7: Porto di Portovesme, specifiche degli accosti	34
Tabella 3.8 Porto di Golfo Aranci, specifiche degli accosti	48
Tabella 3.9 Porto di Santa Teresa di Gallura, specifiche degli accosti	52
Tabella 3.10 Porto di Porto Torres, specifiche degli accosti	57
Tabella 3.11 Dati traffico crocieristico Sardegna 2017/2018.....	69
Tabella 3.12 Dati toccate navi crociera Sardegna 2017	69
Tabella 3.13: Aree in m ² porto di Cagliari.....	75
Tabella 3.14: Traffici in tonnellate del porto di Cagliari	75
Tabella 3.15: Consumi Energetici porto di Cagliari	75
Tabella 3.16: Rilevazioni consumi attuali Porto Canale	76
Tabella 3.17 Rilevazioni consumi attuali Porto Commerciale	76
Tabella 3.18 Dati riepilogativi lampade, flussi luminosi e potenze installate porto di Cagliari - Porto Commerciale....	76
Tabella 3.19: Aree in m ² porto di Oristano	77
Tabella 3.20: Traffici in tonnellate del porto di Oristano.....	77
Tabella 3.21: Consumi Energetici porto di Oristano.....	77
Tabella 3.22: Rilevazione consumi attuali Porto di Oristano	78
Tabella 3.23: Dati riepilogativi lampade, flussi luminosi e potenze installate Porto di Oristano.....	78
Tabella 3.24: Aree porto di Portovesme.....	78
Tabella 3.25: Traffici del porto di Portovesme.....	79
Tabella 3.26: Consumi Energetici porto di Portovesme	79
Tabella 3.27: Rilevazioni consumi attuali Porto di Portovesme	79
Tabella 3.28: Aree porto di Olbia	80
Tabella 3.29: Traffici del porto di Olbia	80
Tabella 3.30: Consumi Energetici porto di Olbia.....	81
Tabella 3.31: Aree porto di Golfo Aranci.....	81
Tabella 3.32: Traffici del porto di Golfo Aranci	81
Tabella 3.33: Consumi Energetici porto di Golfo Aranci	82
Tabella 3.34: Aree porto di Santa Teresa di Gallura.....	82
Tabella 3.35: Traffici del porto di Santa Teresa di Gallura	82
Tabella 3.36: Consumi Energetici porto di Santa Teresa di Gallura	83
Tabella 3.37: Aree porto di Porto Torres.....	83
Tabella 3.38: Traffici del porto di Porto Torres.....	84
Tabella 3.39: Consumi Energetici porto di Porto Torres	84
Tabella 3.40: Tabella riassuntiva dei consumi termici ed elettrici dei porti dell'AdSP del mare di Sardegna	84
Tabella 3.41 Consumi energetici totali stimati per i diversi porti	86
Tabella 4.1: Risultati attesi - Opere di efficientamento energetico – IP	110
Tabella 4.2: Analisi soluzione progettuale nel porto di Portovesme.....	111
Tabella 4.3: Quadro economico finanziario nel porto di Portovesme.....	111
Tabella 4.4: Interventi di sostituzione nel porto di Portovesme.....	112
Tabella 4.5: Riepilogo costi degli interventi di adeguamento di riqualificazione del porto di Oristano	112
Tabella 4.6: Analisi efficientamento dei progetti nel Porto di Porto Torres	113
Tabella 4.7 Infrastrutture GNL in Europa	113
Tabella 4.8 Progetto ISGAS, dimensioni dell'impianto.....	118
Tabella 4.9 Progetto Edison, Dimensioni dell'impianto	122
Tabella 4.10 Progetto HIGAS, Dimensioni dell'impianto	123

Tabella 4.11 Progetto IVI Petrolifera, Dimensioni dell'impianto	123
Tabella 5.1: Valori raccomandati di tensione nominale di sistemi navali in c.c., secondo la IEC 60092-201.	136
Tabella 5.2: Valori raccomandati di tensioni e frequenze nominali di sistemi navali in c.a., secondo la IEC 60092-201.	136
Tabella 5.3. Impianti di cold ironing: caratteristiche tecniche necessarie in base al tipo di nave in banchina da alimentare	140
Tabella 5.4. Prioritizzazione nella realizzazione di impianti di cold ironing: analisi delle esigenze di mercato.	143
Tabella 5.5. Prioritizzazione nella realizzazione di impianti di cold ironing: benefici ambientali e sociali conseguibili	143
Tabella 5.6. Prioritizzazione nella realizzazione di impianti di cold ironing: Fattibilità tecnica dell'impianto	144
Tabella 5.7: Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Cagliari	162
Tabella 5.8. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici esistenti a Oristano	163
Tabella 5.9. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Portovesme	164
Tabella 5.10: Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Olbia	165
Tabella 5.11. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Golfo Aranci	165
Tabella 5.12. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Santa Teresa di Gallura	166
Tabella 5.13. Interventi relativi ad impianti solari/fotovoltaici a Porto Torres	167
Tabella 5.14. Collettori per la produzione di sola acqua calda sanitaria	172
Tabella 5.15. Collettori piani per produzione di ACS e riscaldamento	172
Tabella 5.16. Collettori per la produzione di calore di processo a bassa temperatura	172
Tabella 5.17. Collettori per la produzione di calore di processo a media temperatura	172
Tabella 5.18. Caratteristiche tecniche di impianti per la produzione di energia solare termica: tipo di collettore, energia annua e giornaliera prodotta, volume di accumulo e superficie occupata	173
Tabella 5.19. Impianti di produzione per energia solare termica: dati di sintesi	174
Tabella 5.20. Riduzione delle emissioni di CO ₂ mediante installazione di impianti solari termici: dati di sintesi	174
Tabella 5.21: Obiettivi delle diverse caratteristiche della tecnologia di accumulo al 2030	191
Tabella 5.22: Variazione dei consumi energetici e di emissioni nella sostituzione/r dei mezzi di movimentazione in banchina	202
Tabella 5.23: Confronto tra le diverse ipotesi di conversione dei mezzi del Porto Canale	203
Tabella 7.1: Sommario degli obiettivi e delle azioni previste dal piano pluriennale di sviluppo energetico-ambientale	207
Tabella 8.1 Tecniche di valutazione economica richieste in relazione alle categorie di interventi energetico-ambientali nell'ambito del DEASP	209
Tabella 9.1: Quadro degli attuali Consumi termici ed elettrici, e emissioni di CO ₂ annui nei porti dell'AdSP del Mare di Sardegna	214
Tabella 9.2: Risultati attesi - Opere di efficientamento energetico – Illuminazione pubblica e valutazione della riduzioni delle emissioni di CO ₂	214

INDICE DELLE FIGURE

Figura 3.1 Inquadramento territoriale dei poli portuali di Cagliari.....	17
Figura 3.2 I bacini del porto commerciale di Cagliari	18
Figura 3.3 Il porto canale di Cagliari	21
Figura 3.4 Polo petrolchimico del porto di Cagliari.....	22
Figura 3.5 Zonizzazione dell'area portuale di Cagliari_Porto Storico.....	23
Figura 3.6 Zonizzazione dell'area portuale di Cagliari Porto Canale	23
Figura 3.7 Carta del rischio archeologico_ Porto Vecchio/commerciale	24
Figura 3.8 Carta dei vincoli ambientali_ Arco Portuale di Cagliari.	24
Figura 3.9 PUC Cagliari – TAV. B.2.3 e B.2.3 - Pianificazione Sovracomunale e vincoli _ Arco Portuale di Cagliari. 26	
Figura 3.10 Piano di assetto idrogeologico, arco portuale di Cagliari. Carta della pericolosità idraulica. Hi V.09 (Pericolo Alluvioni Art.8)	27
Figura 3.11 Individuazione dei perimetri degli ambiti paesaggistici 1 e 2. (Piano Paesaggistico Regionale)	28
Figura 3.12. Ambito paesaggistico n°1 all'interno del quale ricade il porto commerciale e porto Canale di Cagliari. (Piano Paesaggistico Regionale)	28
Figura 3.13. Ambito paesaggistico n°2 per il porto di Porto Foxi. (Piano Paesaggistico Regionale).....	29
Figura 3.14. PAI – Aree e siti di valore Paesaggistico non idonei – Art. 142 per il porto di Porto Foxi.....	29
Figura 3.15. Aree e siti di valore Paesaggistico non idonei – Art. 143 per il porto di Porto Foxi.....	30
Figura 3.16. PAI – Piano di Assessto Idrogeologico della Sardegna per il porto di Porto Foxi.....	30
Figura 3.17 Zonizzazione dell'area del porto di Porto Foxi	31
Figura 3.18 Zonizzazione CASIC dell'area del porto di Porto Foxi	32
Figura 3.19 Inquadramento territoriale del porto di Portovesme	35
Figura 3.20 PUC Comune di Portoscuso_Zonizzazione.2017	36
Figura 3.21 Piano di Assetto Idrogeologico, porto di Portovesme. Carta della pericolosità idraulica. Hi V.09 (Pericolo Alluvioni Art.8)	37
Figura 3.22 Carta dei beni paesaggistici, identitari e culturali archeologici, porto di Portovesme. (D.Lgs. n.42/2004 – art.143).....	37
Figura 3.23 Porto di Oristano, specifiche degli accosti	38
Figura 3.24 Inquadramento territoriale del porto di Oristano	39
Figura 3.25 PUC Comune di Santa Giusta .2014	40
Figura 3.26 Siti di Interesse Comunitario_ Comuni di Santa Giusta e di Oristano.....	40
Figura 3.27 Carta dei vincoli ambientali_ Porto di Oristano.	41
Figura 3.28 Piano di assetto idrogeologico, Porto di Oristano. Carta del pericolo idraulico Rev.41 (Pericolo alluvioni)	42
Figura 3.29 Carta dei beni paesaggistici, identitari, culturali e archeologici, porto di Oristano (Santa Giusta). (D.Lgs. n.42/2004 - art.143).....	43
Figura 3.30 Porto di Olbia, specifiche degli accosti	44
Figura 3.31 Inquadramento territoriale del porto di Olbia.....	45
Figura 3.32 Carta del vincolo Idrogeologico, R.D.Lgs. 30 dicembre 1923, n. 3267_ Porto di Olbia	46
Figura 3.33 Carta del pericolo idraulico rev.41 (pericolo alluvioni PAI)_Porto di Olbia	46
Figura 3.34 Carta del pericolo alluvioni art 8 hi.v.09 (pericolo alluvioni art.8)_Porto di Olbia	47
Figura 3.35 Carta del pericolo frane.Art.8 Hg. V.09 (pericolo Frana Art.8) _Porto di Olbia	47
Figura 3.36 Carta dei beni culturali e del paesaggio _D.lgs n.42/2004- art.143_Porto di Olbia	48
Figura 3.37 Inquadramento territoriale del porto di Golfo Aranci	49
Figura 3.38 Carta d'uso del suolo_ Porto di Golfo Aranci	50
Figura 3.39 Aree vincolate per scopi idrogeologici art 18 L 991/1952	50
Figura 3.40 Carta dei beni culturali e del paesaggio Porto di Golfo Aranci_D.lgs n.42/2004- art.143_ Sistemi di baie e promontori, scogli, piccole isole e falesie.	51
Figura 3.41 Carta dei vincoli ambientali_ ZPS zone Protezione Speciale. 2017. Porto di Golfo Aranci	51
Figura 3.42 Inquadramento territoriale del porto di Santa Teresa di Gallura	53
Figura 3.43 PUC Comune di Santa Teresa di Gallura	54

Figura 3.44 Carta dei beni culturali e del paesaggio Porto di Santa Teresa di Gallura_D.lgs n.42/2004- art.143_ Sistemi di baie e promontori, scogli, piccole isole e falesie.	55
Figura 3.45 Aree vincolate per scopi idrogeologici_ Porto di Santa Teresa di Gallura art 18 L 991/1952.....	56
Figura 3.46: Piano di assetto idrogeologico Pericolo Piena Art. 8 c.2	56
Figura 3.47 Inquadramento territoriale del porto di Porto Torres	58
Figura 3.48 Carta dei beni culturali e del paesaggio Porto di Porto Torres_D.lgs n.42/2004- art.143	59
Figura 3.49 Piano di assetto idrogeologico, Porto di Porto Torres. Carta del pericolo idraulico Rev.41 (Pericolo alluvioni)	60
Figura 3.50 Il traffico navale globale dell'AdSP del Mare di Sardegna (2017-2018).....	61
Figura 3.51 Il traffico portuale nazionale suddiviso per AdSP.....	62
Figura 3.52 Il traffico merci (merci movimentate e rinfuse) in Italia e in Sardegna. 2017	63
Figura 3.53 Percentuali sul traffico merci nei porti di competenza dell'AdSP del Mare di Sardegna.....	65
Figura 3.54 Tonnellate totali (in uscita ed in entrata) negli anni 2017 e 2018.....	66
Figura 3.55 Traffico merci negli anni 2017 e 2018.....	67
Figura 3.56 Andamento del traffico container nel porto canale di Cagliari negli anni 2016, 2017 e 2018	67
Figura 3.57 Traffico Passeggeri negli anni 2017 e 2018.....	68
Figura 3.58 Percentuali di passeggeri crocieristi transitati nei porti in esame	69
Figura 3.59 Traffico nei primi 20 porti del Mediterraneo nel 2018.....	70
Figura 4.1 Obiettivi ambientali, generali e specifici del P.R.P. del Porto di Cagliari	89
Figura 4.2 La filiera del GNL	116
Figura 4.3 Localizzazione dell'impianto ISGAS nel porto canale di Cagliari	117
Figura 4.4 Localizzazione dell'impianto Edison nel porto di Oristano	119
Figura 4.5 Localizzazione dell'impianto HIGAS nel porto di Oristano.....	120
Figura 4.6 Localizzazione dell'impianto IVI Petrolifera nel porto di Oristano	121
Figura 5.1. Sistemi di cold ironing: applicazione degli standard globali (Fonte: IEC / ISO / IEEE 80005-1.).....	134
Figura 5.2. Sistema di elettrificazione delle banchine: schema tecnico base di funzionamento.	134
Figura 5.3. Sistemi di elettrificazione della banchina: soluzioni specifiche per tipologie di terminal e relative navi in ormeggio (Fonte: ANIE, 2019)	135
Figura 5.4: Sistema di connessione elettrica nave-banchina Crediti: Hans Hillewaert / wikipedia.org	136
Figura 5.5: Schema AMP	137
Figura 5.6: Lo stato delle tecnologie fotovoltaiche (Fonte: IRENA)	149
Figura 5.7: Il livello di maturità delle tecnologie fotovoltaiche (Fonte: IRENA).....	150
Figura 5.8: Il livello di maturità delle tecnologie fotovoltaiche (Fonte: NREL)	151
Figura 5.9: La disposizione dei pannelli a terra.....	152
Figura 5.10: Le strutture di installazione	153
Figura 5.11: Le tecnologie a concentrazione	153
Figura 5.12: L'andamento dei costi dei pannelli e della tecnologia (Fonte: BSW-Solar Graph: PSE GmbH 2018)...	153
Figura 5.13: L'andamento della riduzione dei costi totali di installazione del solare fotovoltaico, con un ulteriore calo dei costi entro il 2050 (Fonte: IRENA).....	154
Figura 5.14: La riduzione del LCOE e dei prezzi di aggiudicazione di contratti di lunga durata (PPA) (Fonte: IRENA)	155
Figura 5.15: L'andamento dei costi (CAPEX e OPEX) nel tempo e gli scenari al 2030 e 2050 (Fonte: IRENA)	156
Figura 5.16: L'andamento i prezzi registrati negli ultimi anni sul MGP (mercato del giorno prima in Italia) (Fonte: GSE)	156
Figura 5.17. Impianto fotovoltaico installato da Simec SpA nelle aree di Santa Giusta (Porto di Oristano): test delle stime di calcolo (Fonte: Ns. elaborazione)	160
Figura 5.18. Porto di Cagliari (Porto Canale): aree potenzialmente utilizzabili per l'intervento di realizzazione di un impianto solare/fotovoltaico da 27 MWp (Fonte: Ns. elaborazione).....	161
Figura 5.19: Edifici di pertinenza della AdSP di Cagliari (Fonte: Ns. elaborazione.)	162
Figura 5.20 Ipotesi di localizzazione degli impianti solari/fotovoltaici nel porto di Oristano_	162
Figura 5.21. Edifici di pertinenza della Guardia Costiera di Portovesme (Fonte: Ns. elaborazione.)	163
Figura 5.22. Aree 1 - 2 - 3 identificate nel porto di Olbia (Fonte: Ns. elaborazione.)	164

Figura 5.23. Area 4 del porto di Olbia (Fonte: Ns. elaborazione.)	164
Figura 5.24. Stazione Marittima del porto di Golfo Aranci (Fonte: Ns. elaborazione.)	165
Figura 5.25. Area localizzata presso il Terminal passeggeri di Santa Teresa di Gallura (Fonte: Ns. elaborazione.)	165
Figura 5.26. A1 del porto di Porto Torres (Fonte: Ns. elaborazione.)	166
Figura 5.27. A2 del porto di Porto Torres (Fonte: Ns. elaborazione.)	166
Figura 5.28: Collettori per impianti solari termici: relazione tra efficienza del collettore e differenza di temperatura.	171
Figura 5.29. Schema semplificato di impianto per la produzione di ACS e riscaldamento. (Fonte: https://www.bottegaenergia.com/solare-termico.html)	175
Figura 5.30. Impianto solare termico con collettori Fresnel del caseificio Nuova Sarda Industria Casearia (Fonte: qualenergia.it)	176
Figura 5.31: Schematizzazione del principio del ciclo di compressione del vapore.	177
Figura 5.32: Relazione tra COP e temperatura.	178
Figura 5.33 Unitop 50FW (Fonte: Frioterm)	180
Figura 5.34: Generazione di energia eolica a terra nello scenario di sviluppo sostenibile 2000-2030	181
Figura 5.35: Capacità eolica offshore installata, 2018 e 2040, scenario delle politiche dichiarate	182
Figura 5.36: Tipologie di installazione di macchine off-shore (Fonte: Wisser, R. et al.)	183
Figura 5.37: Efficienza delle diverse tecnologie di pale eoliche	183
Figura 5.38: Andamento degli LCOE (leveled cost of energy) di sistemi eolici on-shore	184
Figura 5.39: Andamento nel tempo dei costi di produzione di sistemi off-shore in termini di LCOE (Fonte IRENA)	185
Figura 5.40: Potenziale energetico delle maree e delle onde nel mondo (Fonte: RSE)	186
Figura 5.41: Schematizzazione dei sistemi REWEC 3 previsti nel porto di Civitavecchia (Fonte: RSE)	187
Figura 5.42: Prototipo full-scale di Inertial Sea Wave Energy Converter (Fonte: ENI)	187
Figura 5.43: Schematizzazione del funzionamento dei sistemi per la produzione di energia riempimento del bacino (Fonte: Enciclopedia Britannica)	188
Figura 5.44: prototipo KOBOLD a turbina verticale installato nello stretto di Messina (Fonte: RSE)	188
Figura 5.45: TRL delle varie tecnologie per la generazione da moto ondoso (Fonte: RSE)	189
Figura 5.46: tecnologie disponibili per l'accumulo dell'energia (Fonte: SANDIA NL)	192
Figura 5.47: Confronto tra i costi attuali delle varie tecnologie di accumulo (Fonte: SANDIA NL)	192
Figura 5.48: Proiezioni al 2030 dei costi e dell'efficienza di un ciclo di carica e scarica dei vari tipi di accumulo elettrochimico (Fonte: IRENA)	193
Figura 5.49: Andamento dei costi nel tempo degli accumulatori al litio (Fonte: Nykvist, Sprei, Nilsson (2019) Energy Policy)	193
Figura 5.50: Proiezioni di costo delle batterie Redox (Fonte: IRENA)	194
Figura 5.51: Maturità tecnologica degli accumulatori gestionali termici (Fonte: Elaborazioni Università di Firenze_M. De Lucia et alr.)	194
Figura 5.52 I principali porti dell'area del Mediterraneo Nord Occidentale	198
Figura 5.53: Andamento dei prezzi del gas e del GNL (Fonte: REF-E)	199
Figura 5.54: Andamento del prezzo spot del GNL in Europa sud-occidentale (Fonte: REF-E)	199
Figura 5.55: Differenziale tra prezzi spot del GNL e prezzi (franco bordo) dei combustibili per trasporto marittimo. (Fonte: REF-E)	199
Figura 5.56: prezzi spot del GNL nei terminali del Mediterraneo (Fonte: REF-E)	200
Figura 5.57: Alcuni tipici mezzi per la logistica portuale.	200