



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SUD SARDEGNA

**PROGETTO PRELIMINARE PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO
OFFSHORE E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE A MARE E A TERRA
CON POTENZA COMPLESSIVA DI 504 MW**

PROVINCIA SUD SARDEGNA (SU)



00	29/09/2022	PRIMA EMISSIONE	REGOLO	REGOLO	REGOLO
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE
Titolo del documento: RELAZIONE GENERALE			Cod. Commessa	SAN PIETRO SUD	
 REGOLO RINNOVABILI			Cod. Elaborato	REL-01	
			Rev. Numero	00	

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE.....	8
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	9
3	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	10
4	DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITA'	16
4.1	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA DI PROGETTO IN BASE AI VINCOLI INDIVIDUATI A MARE.....	16
4.1.1	<i>Aree Naturali protette.....</i>	17
4.1.2	<i>Paesaggio e Turismo</i>	19
4.1.3	<i>Aree di Interesse Archeologico</i>	22
4.1.4	<i>Attività Ricreative in Mare</i>	22
4.1.5	<i>Inquadramento delle attività economiche della pesca</i>	22
4.1.6	<i>Attività industriali</i>	25
4.1.7	<i>Traffico navale</i>	25
4.1.8	<i>Traffico aereo.....</i>	26
4.1.9	<i>Aree Militari e zone soggette a restrizioni</i>	28
4.1.10	<i>Aree per Ricerca Scientifica</i>	29
4.1.11	<i>Infrastrutture sottomarine</i>	29
4.1.12	<i>Rotte migratorie avifauna</i>	29
4.1.13	<i>Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare</i>	31
4.2	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA DI PROGETTO IN BASE AI VINCOLI ESISTENTI A TERRA.....	33
4.2.1	<i>Piano Paesaggistico Regionale (PPR).....</i>	33
4.2.2	<i>Beni Culturali e Paesaggistici ai sensi del D. Lgs. 42/2004.....</i>	39
4.2.3	<i>Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Portoscuso</i>	43
4.2.4	<i>Pianificazione Portuale e Consortile: Piano Regolatore Portuale PRP e Piano Regolatore (PR) dell'Agglomerato Industriale di Portovesme.....</i>	45
4.2.5	<i>Piano di Assetto Idrogeologico (PAI).....</i>	46
4.3	INQUADRAMENTO GEOLOGICO E GEOMORFOLOGICO.....	49
4.3.1	<i>Inquadramento sismico.....</i>	50
4.4	INQUADRAMENTO METEOMARINO.....	51
4.4.1	<i>Caratterizzazione batimetrica.....</i>	51
4.4.2	<i>Inquadramento oceanografico</i>	51

4.4.3	<i>Regime dei venti</i>	54
4.4.4	<i>Regime di Moto Ondoso</i>	55
4.5	ANALISI DEGLI ASPETTI SOCIOECONOMICI	56
4.5.1	<i>Lo scenario economico-sociale del territorio</i>	56
4.5.2	<i>Il turismo</i>	56
5	DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO	58
5.1	AEROGENERATORI	58
5.2	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE	60
5.3	STRUTTURA DI GALLEGGIAMENTO DELLA TURBINA.....	61
5.4	SISTEMA DI ANCORAGGIO.....	62
5.5	SISTEMA DI PROTEZIONE CATODICA.....	66
5.6	ARCHITETTURA ELETTRICA DEL PARCO.....	66
5.6.1	<i>Cavi elettrici di collegamento tra turbine</i>	68
5.6.2	<i>Cavi marini per il trasporto dell'energia a terra</i>	69
5.6.3	<i>La protezione dei cavi sottomarini</i>	70
5.7	OPERE DI CONNESSIONE A TERRA.....	71
5.7.1	<i>Pozzetto di giunzione a terra</i>	71
5.7.2	<i>Fibre ottiche</i>	73
5.7.3	<i>Collegamento elettrico terrestre</i>	73
5.7.4	<i>Stazione di consegna elettrica</i>	74
5.7.5	<i>Ulteriori elementi costitutivi della sottostazione di connessione alla RTN</i>	76
6	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO OFFSHORE	78
6.1	SITO DI ASSEMBLAGGIO DELLE TURBINE.....	78
6.2	ASSEMBLAGGIO E VARO DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE.....	79
6.3	POSA DEI CAVI MARINI.....	82
6.4	APPRODO DEL CONDOTTO MARINO.....	84
6.5	OPERATIVITÀ CANTIERE OFFSHORE	85
6.6	POSA DEI CAVI TERRESTRI	86
6.7	STAZIONE DI CONSEGNA	89
6.7.1	<i>Disposizione degli impianti e degli edifici sull'area di stazione di consegna</i>	89
6.7.2	<i>Edificio di telegestione e telecomando</i>	89

6.7.3	Edificio ausiliari elettrici	89
6.7.4	Alimentazioni privilegiate:	90
6.7.5	Sistema di supervisione della cabina di consegna:	91
6.7.6	Impianto di Terra	91
7	MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	93
8	PIANO DI DISMISSIONE	94
9	CRONOPROGRAMMA	95
10	RIFERIMENTI	98

Indice delle figure

Figura 2.1 – Ubicazione dell’area geografica interessata dalla realizzazione del parco eolico	9
Figura 3.1 – Individuazione dell’impianto e delle relative opere su immagine satellitare.....	11
Figura 3-2 – Individuazione dell’impianto e delle relative opere su carta nautica	12
Figura 3-3 – Distanze tra turbine	13
Figura 3.4 – sistemi di ancoraggio	14
Figura 3.5 – Percorso terrestre dei cavi su ortofoto	15
Figura 4-1 – Distanza del parco eolico dai siti “Rete Natura 2000”	18
Figura 4-2 – Distanza del parco eolico dai siti “IBA” e aree “RAMSAR”	19
Figura 4-3 – Fotoinserimento parco eolico dall’Isola di San Pietro (Carloforte)	20
Figura 4-4 – Fotoinserimento parco eolico dall’Isola di Sant’Antioco (Calasetta)	21
Figura 4-5 – Fotoinserimento parco eolico da Sant’Anna Arresi.....	21
Figura 4-6 – Beni archeologici a mare nell’area di interesse.....	22
Figura 4-7 – “Geographical Subareas (GSAs)” del Mediterraneo con individuazione della sub-area oggetto di studio	23
Figura 4-8 – Distribuzione delle corsie di pesca a strascico (in rosso)	24
Figura 4-9 – Densità delle rotte dei pescherecci	24
Figura 4.10 – Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mare di Sardegna (fonte MISE).....	25
Figura 4-11 – Mappa del traffico navale.....	26
Figura 4-12 – Carta aeronautica VFR (Visual Flight Rules) – (aggiornata 7/10/2021).....	27

Figura 4.13 – Stralcio delle zone impiegate per le esercitazioni navali e di tiro e zone dello spazio aereo oggetto a restrizione (Fonte: SID il portale del mare)	28
Figura 4.14 – Percorso dei cavi di telecomunicazione nell’area di studio.....	29
Figura 4.15 – Distanza parco eolico dalle rotte migratorie dell’avifauna	30
Figura 4.16 – Aree Marine Protette sul territorio Italiano (Fonte: MiTE)	32
Figura 4.17 – individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) (Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas – RCS / SPA - http://www.rac-spa.org/spami)	33
Figura 4-18 – PPR Sardegna - Ambito di paesaggio n.6 “Carbonia e Isole sulcitane”	34
Figura 4-19 – Stralcio della carta Componenti del paesaggio con valenza ambientale	36
Figura 4-20 - Stralcio della carta Beni paesaggistici e identitari.....	37
Figura 4-21 – Stralcio della carta Componenti insediative.....	38
Figura 4-22 – Stralcio della carta Reti e infrastrutture	39
Figura 4-23: stralcio carta Beni culturali (Fonte: Vincoli in rete).....	40
Figura 4-24 – beni paesaggistici 42/2004 (Fonte: SITAP)	41
Figura 4-25 – beni paesaggistici ex art. 142 del D.Lgs. 42/2004 (Fonte: Geoportale Sardegna)	42
Figura 4-26 – beni paesaggistici (archeologico e architettonico) ex art. 136-142 e beni paesaggistici puntuali ex art. 143 del D.Lsg. 42/2004 (Fonte: Geoportale Sardegna)	43
Figura 4-27 – Stralcio Piano Urbanistico comunale (Variante 2019).....	44
Figura 4-28 – Piano Consortile (Fonte_ Tavola D2 del PUC di Portoscuso).....	46
Figura 4-29 – il tracciato del cavidotto non interferisce con le fasce di pericolosità per alluvione del PAI; lo stesso dicasi per l’allaccio alla Stazione Terna e per la Stazione Utente	48
Figura 4-30 – la parte <i>onshore</i> di progetto non interferisce con alcun tipo di vincolo geomorfologico del PAI	49
Figura 4-31 – Batimetria dell’area di interesse	51
Figura 4-32 – Schema della circolazione termalina che caratterizza il bacino del Mediterraneo.....	52
Figura 4-33 – Schema della circolazione superficiale (sopra) ed intermedia (sotto) che caratterizza il bacino del Mediterraneo	53
Figura 4.34 – Rosa dei venti (sopra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (sotto)	54
Figura 4-35 - Rosa di distribuzione del moto ondoso (convenzione Meteorologica) (ERA5).....	55
Figura 5-1 – Turbina V236-15.0MW	59
Figura 5-2 – Ipotesi di stazione di trasformazione off-shore galleggiante	61

Figura 5-3 – Struttura di galleggiamento della turbina (Fonte 0).....	62
Figura 5-4 – Esempi di sistemi di ancoraggio	63
Figura 5-5 – Esempio di ancora con trascinamento	63
Figura 5-6 – Esempio di ancore a gravità	64
Figura 5-7 – Esempio di palo infisso nel fondale marino.....	64
Figura 5-8 – Illustrazione di palo infisso per aspirazione	65
Figura 5-9 – Illustrazione di pali a siluro	65
Figura 5-10 – Layout elettrico dell’impianto con sottocampi da 60MW (verde) e 45MW (giallo)	67
Figura 5-11 – Schema di interconnessione dell’impianto eolico.....	67
Figura 5-12 – Esempio di cavo di connessione	68
Figura 5-13 – Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte 0).....	69
Figura 5-14 – Sistemi protezione dei cavi tramite gusci e materassi (Fonte 0).....	70
Figura 5-15 – Sistemi protezione dei cavi per interrimento.....	70
Figura 5.16 – Inquadramento su CTR del tratto di cavidotto onshore.....	71
Figura 5-17 – Pozzetto di giunzione allo sbarco (Transition Joint Bay – TJB)	72
Figura 5-18 – Tipico camera giunti	73
Figura 5-19 – Esempio di cavo elettrico terrestre	74
Figura 5-20 – Vista aerea del percorso del cavo di terra.....	74
Figura 5-21– Ubicazione del punto di connessione alla rete regionale	75
Figura 5-22 - Esempio di schema planimetrico della Sottostazione di misura e consegna.....	76
Figura 6.1 – Area portuale di Oristano, possibile sito di assemblaggio.....	79
Figura 6-2 – Assemblaggio piattaforma galleggiante (Fonte kinkardine -Cobra).....	80
Figura 6-3 – Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)	80
Figura 6-4 – Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)	81
Figura 6-5 – Sollevamento del rotore (Fonte: Elronic Wind solution).....	81
Figura 6-6 – Esempio dell’operazione di rimorchio (Fonte Windfloat Atlantic Project)	82
Figura 6-7 – Illustrazione dell’installazione del cavo (Fonte: Offshore Gode-wind)	84
Figura 6-8 – Tipico di posa del cavo mediante “directional drilling” (Fonte Science Direct)	85
Figura 6-9 – Tipico di posa di cavo in corrente alternata	87

Figura 6-10 – Rappresentazione schematica di una TOC	88
Figura 6-11 - Cabina di consegna Onshore	90
Figura 6-12 – Esempio di aspetto di stazione AT – RTN, (fonte Web, free license)	92

Indice delle tabelle

Tabella 4-1- Vincoli a mare	17
Tabella 4-2- Distribuzione direzionale dell'altezza d'onda significativa (ERA5)	55
Tabella 5.1 – Principali caratteristiche del parco eolico di progetto	58
Tabella 5-2 – Principali caratteristiche della turbina eolica	59
Tabella 5-3 – Principali caratteristiche dei sistemi di ormeggio	66

1 INTRODUZIONE

L'incremento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti legato allo sfruttamento delle fonti energetiche tradizionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici offshore.

L'Italia è una penisola circondata da immensi spazi di mare che offrono una ventosità maggiore rispetto alla terraferma. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un parco eolico offshore sono generalmente inferiori rispetto a quelli generati da un campo eolico a terra.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni locali nelle aree di installazione. Questo consente quindi la creazione di windfarms molto più grandi.

La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi delle condizioni di vento in termini di velocità ma anche delle sue direzioni prevalenti disponibili.

Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale.

Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare, è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a diversi chilometri dalla costa.

E' possibile quindi costruire turbine più grandi e più alte rispetto a quelle onshore consentendo una maggiore raccolta di energia.

Il progetto prevede l'installazione offshore di 33 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno e di 1 aerogeneratore di potenza nominale di 9.0MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 504.0 MW ad una distanza minima di circa 23km dall'Isola di San Pietro e 28km dall'Isola di Sant'Antioco (SU).

2 SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le principali fasi di realizzazione di un impianto di produzione elettrica da fonte eolica offshore, di tipo galleggiante, situato tra il Mar di Sardegna e il Canale di Sardegna, al largo della costa dell'Isola di San Pietro e l'isola di Sant'Antioco.

La relazione si suddivide in due parti riguardanti:

- la descrizione generale dell'intervento ed il suo inquadramento generale nell'ambito del territorio sardo.
- la descrizione tecnica degli elementi costituenti il progetto e della costruzione dell'impianto sia nella sua componente terrestre che marina. Tale parte contiene anche il cronoprogramma preliminare delle attività di costruzione.



Figura 2.1 – Ubicazione dell'area geografica interessata dalla realizzazione del parco eolico

3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

L'impianto eolico è composto da 34 turbine eoliche ad asse orizzontale di cui 33 da 15 MW ed 1 da 9.0MW, con una potenza elettrica totale del campo di 504.0 MW.

Grazie alla struttura galleggiante di sostegno delle turbine, è stato possibile posizionare il parco eolico in acque distanti oltre 23km dall'Isola di San Pietro e 28km dall'Isola di Sant'Antioco (SU), in modo da renderlo sostanzialmente impercettibile ad occhio nudo dalla terraferma. Tale tecnologia proposta con il presente progetto, è un elemento chiave per costruire un parco eolico a grande distanza dalla costa, al fine di evitare interferenze con il paesaggio, la pesca, l'ambiente ed ogni altra attività costiera.

La scelta dei siti ottimali per l'installazione dei parchi offshore si basa su un'analisi approfondita dei molteplici fattori che più influenzano e sono influenzati dalla realizzazione del progetto. Tali fattori sono stati individuati seguendo studi internazionali e italiani, il tutto per raggiungere l'obiettivo di sinergia fra i parchi eolici e gli elementi ecologici, geomorfologici, meteo-marini, amministrativi e socioeconomici dell'area interessata dal progetto, sia a mare che a terra.

Secondo uno studio redatto dalla Auckland University of Technology (AUT, 2018), i principali elementi da tenere in considerazione per lo sviluppo di parchi eolici offshore sono:

- la pianificazione degli spazi marittimi;
- l'aspetto sociale;
- la redditività;
- la collisione dell'avifauna con le turbine
- l'impatto sull'ecosistema marino.

In generale, si riconosce la grandissima importanza del siting, ovvero della scelta del sito di installazione degli aerogeneratori, in accordo con il Principio di Prevenzione e con le direttive europee vigenti quali la direttiva "habitat" (92/43/CEE), la direttiva "uccelli" (2009/147/CE), con la direttiva SEA (Strategic Environmental Assessment, corrispondente alla VAS, 2001/42/EC) e la direttiva EIA (Environmental Impact Assessment, corrispondente alla VIA, 2011/92/EU); con progetti europei eseguiti da enti come Birdlife, Natura2000, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Institute for European Environmental Policy (IEEP), Instrument for Pre-Accession Assistance (IPA) e Wind Europe.

Nei seguenti paragrafi si descriveranno le aree, mostrate nella figura sottostante, dove si prevede di implementare il progetto.

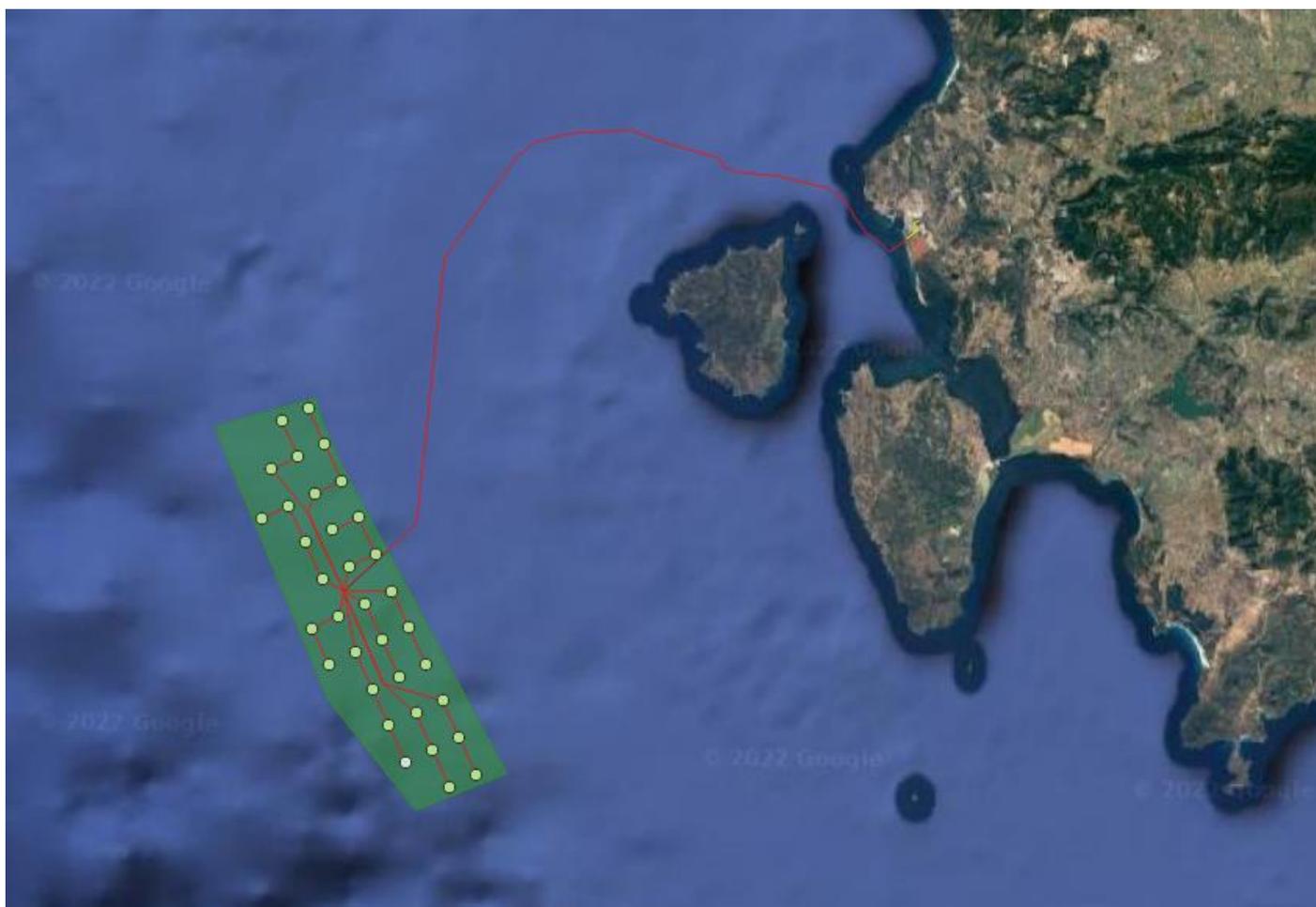


Figura 3.1 – Individuazione dell’impianto e delle relative opere su immagine satellitare

Di seguito si propone un estratto dell’inquadramento del progetto a mare sulla carta nautica dell’Istituto Idrografico della Marina.

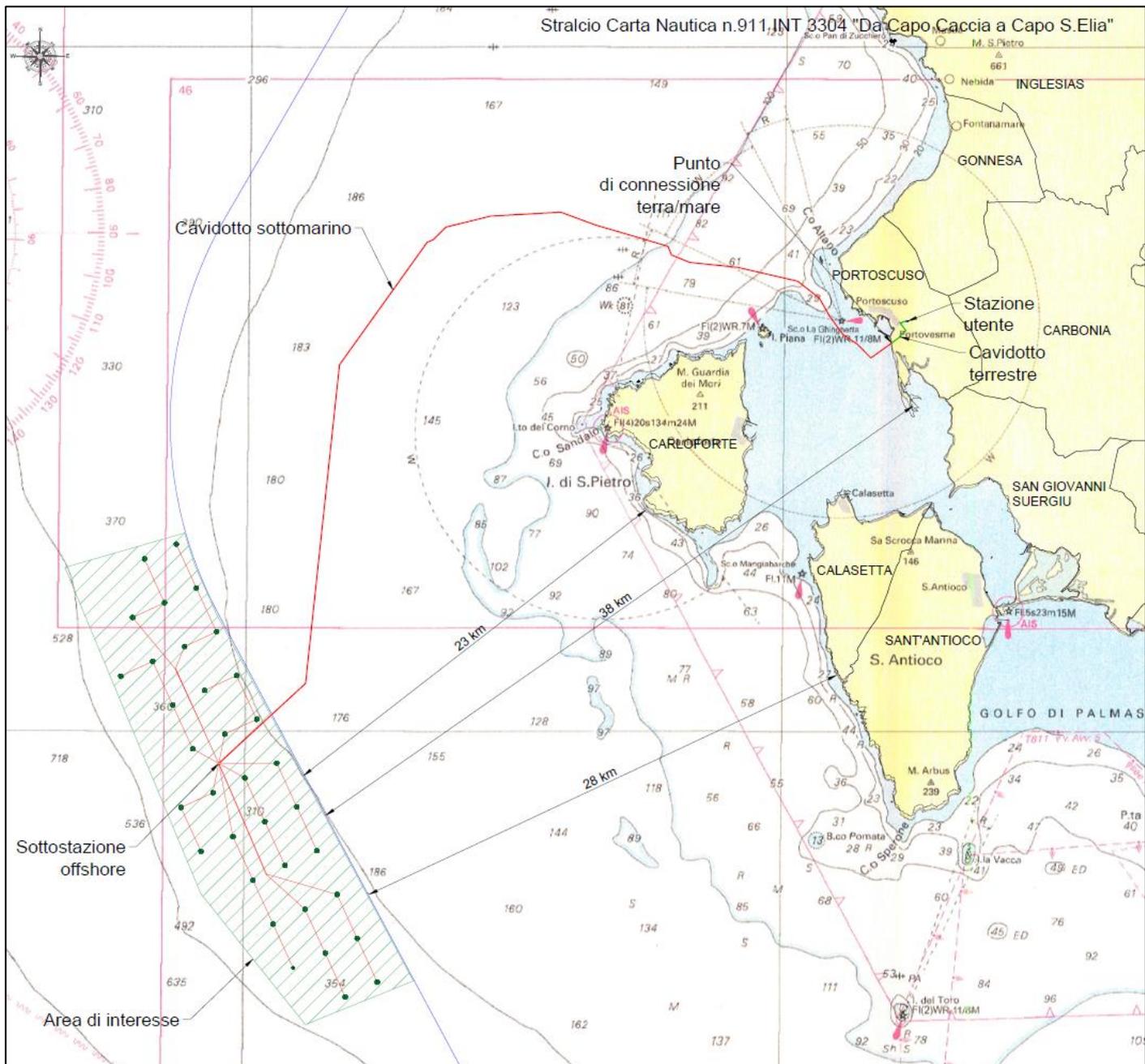


Figura 3-2 – Individuazione dell’impianto e delle relative opere su carta nautica

In sintesi l’impianto è suddiviso in:

Una parte offshore comprendente:

- n.34 aerogeneratori eolici composti da turbina, torre e fondazione galleggiante;
- cavo sottomarino in AT 66 kV di interconnessione tra aerogeneratori;
- n.1 sottostazioni elettriche;
- elettrodotto sottomarino in corrente alternata HVAC AAT 380 kV, che collega la sottostazione offshore al punto di giunzione a terra tra l’elettrodotto marino e l’elettrodotto terrestre.

Una parte onshore comprendente:

- n.1 punto di giunzione elettrodotto marino – elettrodotto terrestre;
- elettrodotto terrestre in corrente alternata HVAC AAT 380 kV, dal punto di sbarco del cavo alla sottostazione utente;
- n.1 sottostazione elettrica di utenza;
- elettrodotto terrestre in corrente alternata HVAC AAT 380 kV, che collega la stazione utenza alla stazione elettrica della RTN.

Il progetto prevede l'utilizzazione:

- della Piattaforma Continentale Italiana, ai fini dell'installazione delle torri eoliche dei cavi sottomarini di collegamento in alta tensione;
- del mare territoriale, per il passaggio dell'elettrodotto marino sino alla terraferma;
- di parte del territorio regionale sardo, per il passaggio dell'elettrodotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la RTN.
- La distanza geometrica tra gli array delle turbine è circa $11 D$, mentre tra le singole turbine è pari a $8 D$, dove D è il diametro del rotore; questa disposizione consente di avere una distanza fluidodinamicamente ottimale tra le turbine.

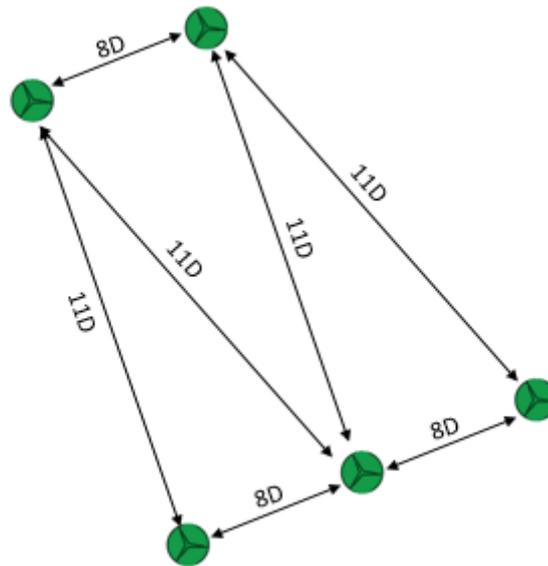


Figura 3-3 – Distanze tra turbine

Le Turbine eoliche galleggianti (FOWT: Floating Offshore Wind Turbine) costituiscono un innovativo sviluppo tecnologico del settore eolico che permette di realizzare parchi eolici offshore su fondali profondi, avvalendosi di sistemi di ancoraggio ampiamente sperimentati poiché derivati dal settore Oil & Gas, che da tempo ha sviluppato tecnologie legate alle piattaforme galleggianti.

Al fine di minimizzare gli impatti ambientali potenzialmente generabili dagli ancoraggi degli aerogeneratori sul fondale marino, saranno verificati diversi sistemi e, di conseguenza, adottato il sistema che possa garantire le migliori performance ambientali.

Esistono molti tipi di ancoraggi utilizzati per applicazioni offshore. La scelta del tipo di ancoraggio è principalmente guidato dalla configurazione del sistema di ormeggio, caratteristiche del suolo, requisiti relativi al carico dell'ancora e profondità dell'acqua.

L'individuazione del sistema di ancoraggio più idoneo avverrà simulandone il comportamento in funzione delle caratteristiche geomorfologiche dei fondali, che saranno rilevate attraverso un'apposita campagna d'indagine. Saranno pertanto simulati sia i sistemi di ancoraggio con catenaria (attualmente il più diffuso nelle installazioni offshore), che sistemi tecnicamente più sofisticati ad ancoraggio teso (taut moorings), ottenuti mediante l'utilizzo di vincoli puntuali sul fondale.

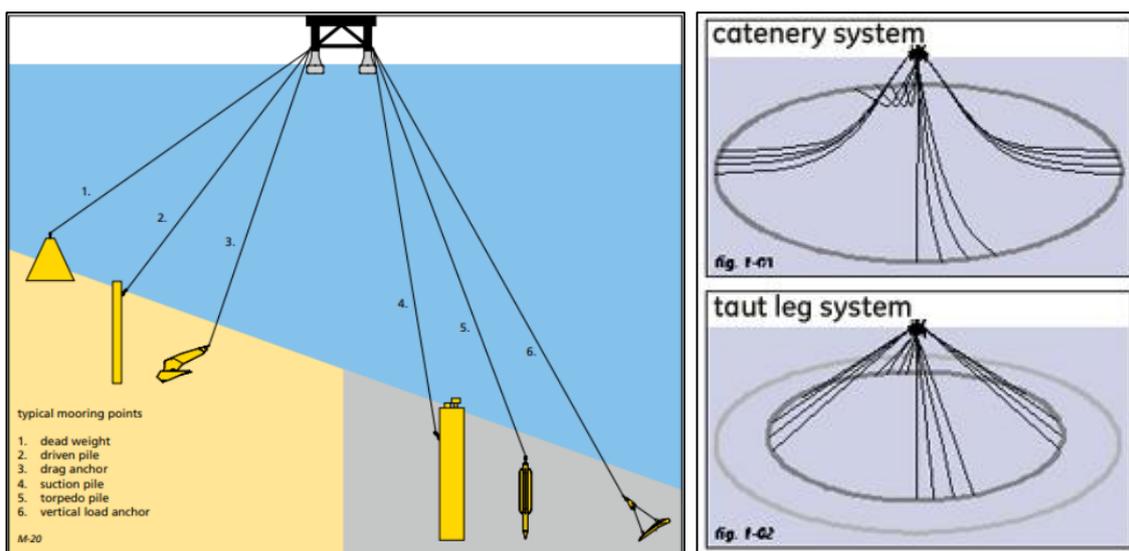


Figura 3.4 – sistemi di ancoraggio

Le turbine, suddivise in 10 sottocampi, sono connesse elettricamente alla sottostazione elettrica offshore galleggiante.

Questa sottostazione trasforma la corrente prodotta dalle turbine a 66kV fino alla tensione HVAC di 380 kV. Da questa sottostazione si dipartono i cavi marini per il trasporto fino a terra dell'energia prodotta.

Sulla costa, al punto di sbarco dei cavi marini situato a sud del porto di Portovesme, sarà realizzato in appositi pozzetti in c.a mediante una giunzione con muffole, il collegamento elettrico dei cavi marini con quelli terrestri.

I cavi terrestri proseguono sino a raggiungere la stazione d'utenza e il punto di connessione con la Rete Elettrica Nazionale mediante un percorso interrato (ca. 2km).



Figura 3.5 – Percorso terrestre dei cavi su ortofoto

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica è prevista nei pressi della centrale TERNA "SULCIS", mediante una sottostazione di misura e consegna da costruire appositamente.

Ai sensi dell'art. 1 della Legge 10/1991, il progetto avrà la qualifica di impianto di pubblico servizio e pubblica utilità e come tale definito "opera indifferibile ed urgente". Pertanto si procederà secondo il DPR 327/2001 per quanto concerne l'acquisizione dell'area individuata per la realizzazione della sottostazione di misura e consegna.

4 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITA'

Al fine della scelta del sito ottimale per l'installazione del campo eolico offshore si è ritenuto opportuno dividere i parametri di scelta in cinque macro-parametri:

- Vincoli individuati a mare per la realizzazione del progetto nell'ambito dell'uso e della pianificazione dello spazio marittimo;
- Vincoli individuati a terra per la realizzazione del progetto nell'ambito delle aree protette e i piani regolatori comunali e regionali;
- Geomorfologia dell'area di interesse;
- Condizioni meteomarine dell'area di interesse;
- Aspetti storico-economici e socioeconomici dell'area di interesse.

In sintesi, la tutela ambientale, insieme alle sinergie con il contesto socioeconomico e industriale dell'area sono di primaria importanza per la buona riuscita del progetto. Oltre a ciò, per una sicura ed efficace installazione del campo eolico, si analizzano i dati disponibili sulle caratteristiche geomorfologiche e sulle caratteristiche meteomarine.

4.1 Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli individuati a mare

Durante la pianificazione del progetto sono stati individuati gli elementi antropici e naturalistici a mare che potrebbero essere impattati dalla realizzazione del progetto offshore e che formano la base dei parametri di scelta per l'inquadramento del parco eolico.

Questa sezione sarà per lo più concentrata quindi sull'analisi dei vincoli che insistono nell'area vasta a mare.

Nella successiva tabella i parametri analizzati per la scelta del sito vengono divisi in tredici gruppi. Per ciascuno di essi si riporta una descrizione e l'elenco delle possibili interferenze con il progetto.

GRUPPO A RISCHIO INTERFERENZA	DESCRIZIONE GRUPPO	DESCRIZIONE INTERFERENZA
Aree Naturali protette	Aree Naturali protette, Siti Rete Natura 2000, IBA e aree RAMSAR	Disturbi diretti e indiretti alle aree indicate e perdita di funzionalità delle aree.
Paesaggio e Turismo	Interferenza estetica con il paesaggio marino e costiero, turismo naturalistico, educativo, culturale, ricreativo e balneare	Interferenza visiva degli aerogeneratori sia dal mare che dalla terra.
Aree di Interesse Archeologico	Aree individuate come di Interesse archeologico	Disturbo diretto e indiretto a zone considerate di interesse

		archeologico.
Attività Sportive e Ricreative in Mare	Regate, barche a vela, pesca sportiva, immersioni subacquee	Diminuzione degli spazi per le attività ricreative in mare.
Pesca	Interferenza con pesca a strascico, pesca artigianale, maricoltura e acquacoltura	Riduzione di aree adibite a pesca e disturbi diretti e indiretti agli allevamenti.
Attività Industriali	Estrazioni di sedimenti, di olio e gas, attività off-shore per la ricerca e l'estrazione di materie prime, condotti sottomarini per trasporto olio e gas, trasporto merci	Riduzione di spazi per le attività di estrazione e per la deposizione di cavidotti e gasdotti. Interferenza con impianti e infrastrutture già esistenti.
Traffico Marittimo	Traffico marittimo industriale, ittico e turistico/ricreativo	Interferenza con le rotte marittime e il movimento di pescherecci e navi.
Traffico Aereo	Traffico aereo civile	Interferenza con le rotte aeree.
Aree Militari e Zone soggette a restrizioni	Aree militari	Restrizione dell'utilizzo di aree militari e pericolosità
Aree per Ricerca Scientifica	Aree adibite alla ricerca scientifica	Diminuzione di aree adibite alla ricerca scientifica o creazione di ostacoli.
Infrastrutture sottomarine	Interferenza con infrastrutture sottomarine esistenti	Disturbo diretto e indiretto
Rotte migratorie avifauna	Interferenza con rotte principali avifauna	Interferenza e disturbo avifauna
Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare	Zone di Tutela Biologiche (ZTB), zone di interesse per il passaggio di cetacei e tartarughe, zone di conservazione delle specie ittiche	Disturbi diretti e indiretti alle aree indicate e perdita di funzionalità delle aree.

Tabella 4-1- Vincoli a mare

4.1.1 Aree Naturali protette

Essendo il progetto localizzato oltre le 12 miglia nautiche, e dato che si estende in acque non territoriali, si fa notare la ragguardevole distanza dei parchi eolici dalle aree naturali protette per cui è plausibile non considerare alcuna interferenza negativa.

L'ubicazione delle turbine e il percorso dell'elettrodotto di collegamento offshore non interessano aree della rete Natura 2000 che, come noto, è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC) identificati dalla Direttiva Habitat e designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

La zona del parco eolico non interessa nemmeno la zona di protezione ecologica del Mar Mediterraneo nord occidentale, del Mar Ligure e del mar Tirreno (ZPE), così come non sono presenti né zone protette Ramsar (zone umide di importanza internazionale), né aree EUAP (Elenco ufficiale delle aree naturali protette), né zone IBA (Important Birds Areas).

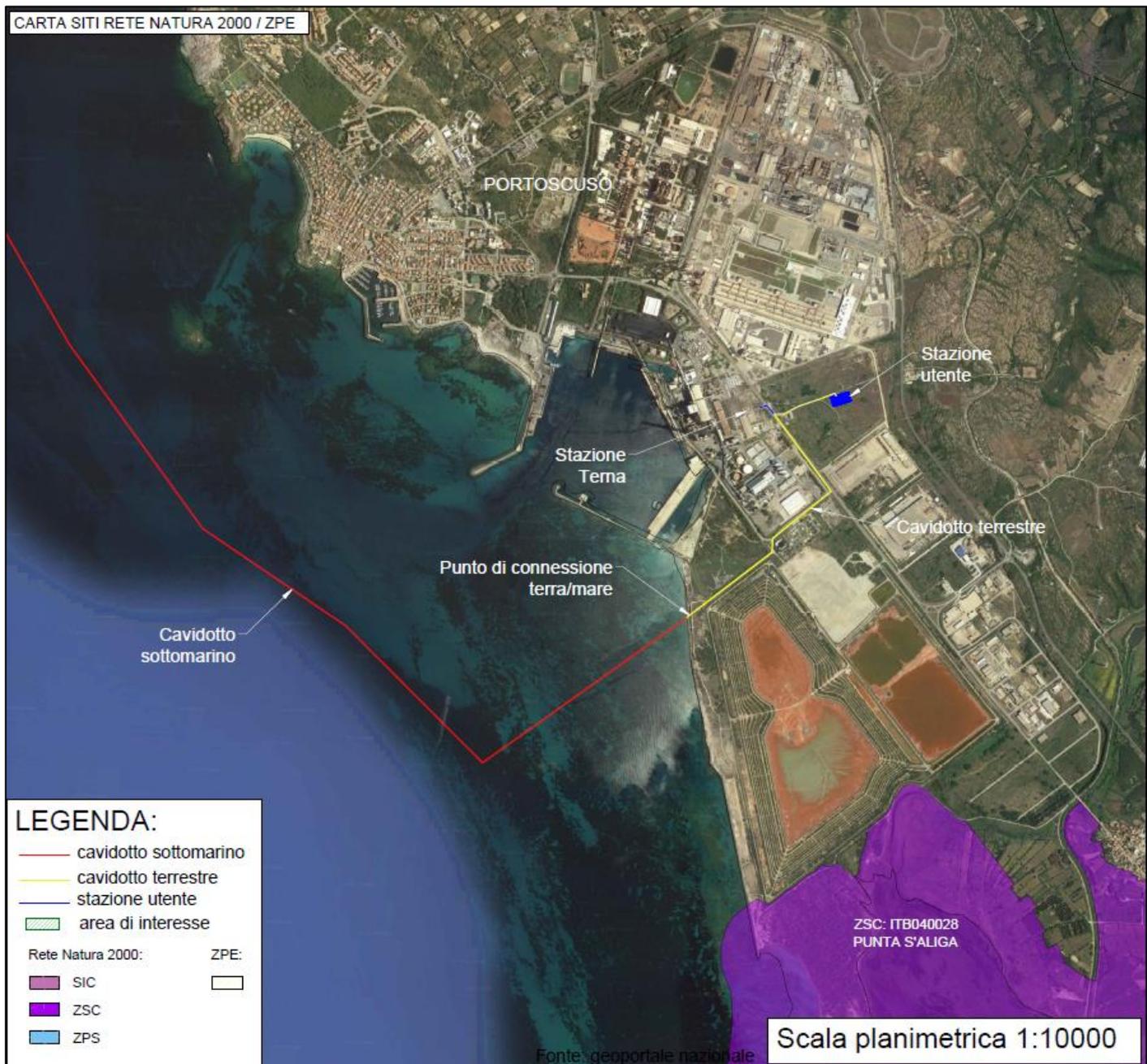


Figura 4-1 – Distanza del parco eolico dai siti “Rete Natura 2000”

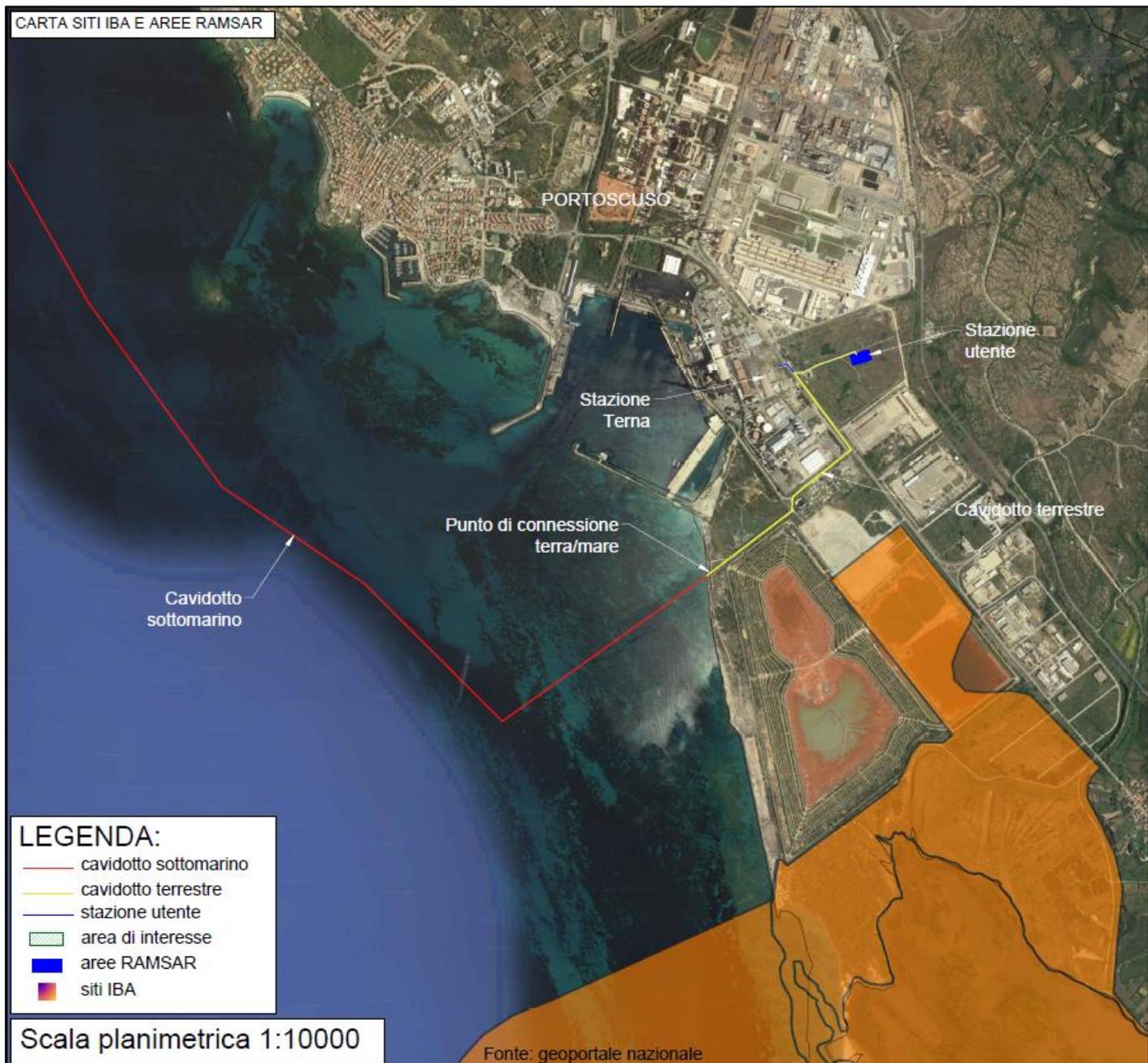


Figura 4-2 – Distanza del parco eolico dai siti “IBA” e aree “RAMSAR”

4.1.2 Paesaggio e Turismo

Particolare importanza nella scelta del sito è stata quella di limitare il più possibile l’impatto visivo. Al fine di minimizzare questo aspetto si è deciso di collocare il parco eolico oltre le 12 miglia nautiche a distanze di oltre i 23km dalle coste sarde per rendere impercettibile gli aerogeneratori all’occhio umano.

La figure sottostanti mostrano come l’allontanamento dell’impianto eolico dalla linea di costa minimizzi l’impatto visivo degli aerogeneratori, rendendoli sostanzialmente indistinguibili, anche per giornate soleggiate con visibilità perfetta.

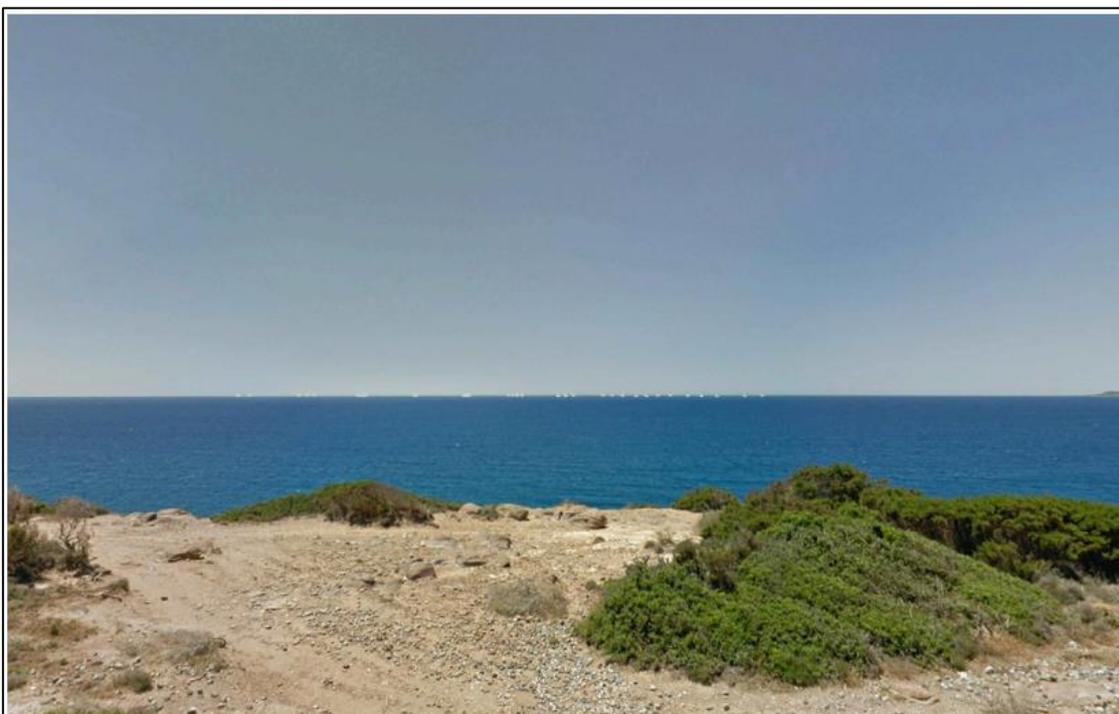


Altezza presa fotografica a 83m sul livello del mare

Distanza minima dal parco: 25km

Distanza massima dal parco: 31km

Figura 4-3 – Fotoinserimento parco eolico dall'Isola di San Pietro (Carloforte)

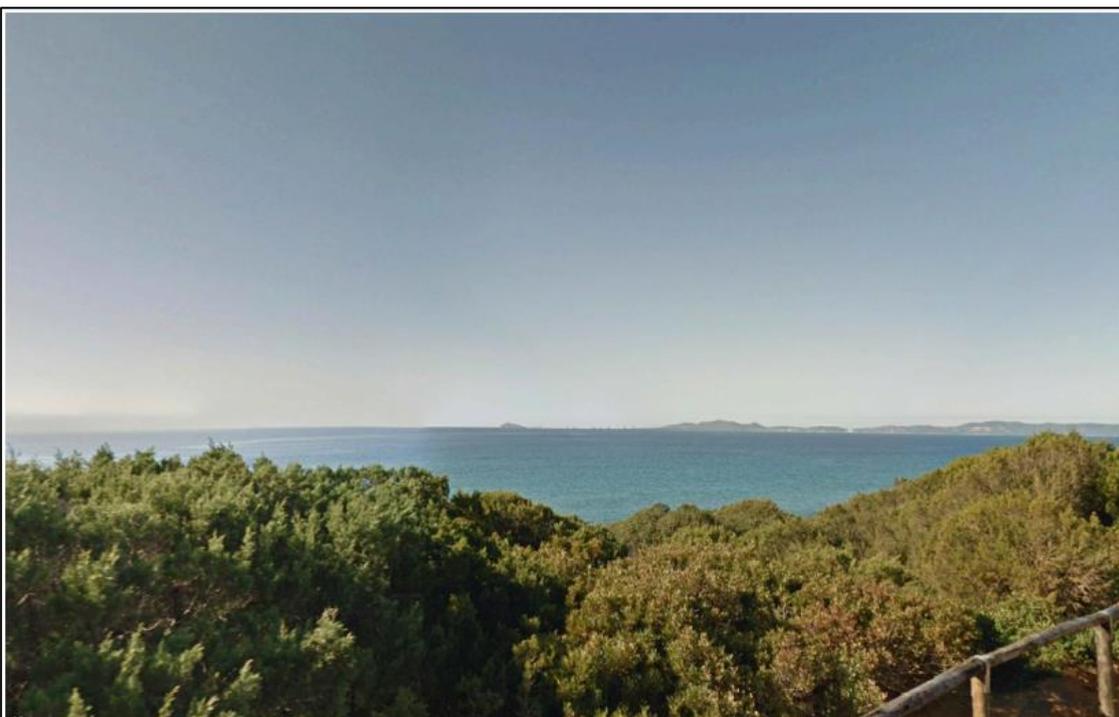


Altezza presa fotografica a 23m sul livello del mare

Distanza minima dal parco: 31km

Distanza massima dal parco: 38km

Figura 4-4 – Fotoinserimento parco eolico dall'Isola di Sant'Antioco (Calassetta)



Altezza presa fotografica a 18m sul livello del mare

Distanza minima dal parco: 44km

Distanza massima dal parco: 58km

Figura 4-5 – Fotoinserimento parco eolico da Sant'Anna Arresi

4.1.3 Aree di Interesse Archeologico

Da un'analisi preliminare dell'area di interesse sono riscontrati due beni archeologici a mare in prossimità dell'approdo del cavo marittimo (FONTE: SID – Il portale del mare).

I beni archeologici sono visualizzati nella seguente figura con un buffer di 10km.

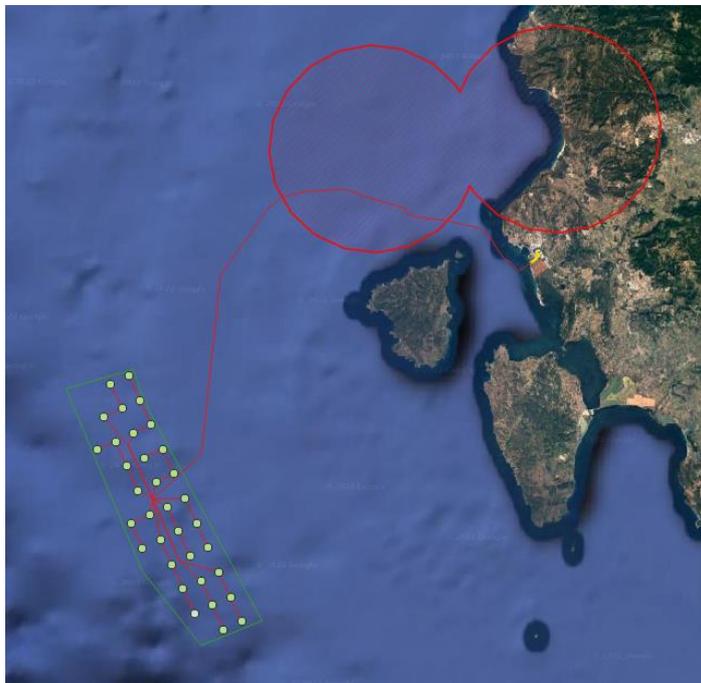


Figura 4-6 – Beni archeologici a mare nell'area di interesse

Le survey che si svolgeranno nelle successive fasi, stabiliranno se dovrà essere modificato il percorso del cavo per non interferire con il bene archeologico a mare segnalato dal buffer nell'immagine sopra.

4.1.4 Attività Ricreative in Mare

Per quanto riguarda le attività ricreative in mare non sono state riscontrate interferenze in quanto tali attività si riscontrano in tratti di mare più vicini alla costa.

4.1.5 Inquadramento delle attività economiche della pesca

Ai fini della gestione della pesca la Sardegna e il mare circostante sono individuati dalla sub-area geografica 11 "Geographical Subareas (GSAs)".

I fondali circostanti l'isola e potenzialmente sfruttabili si stimano di circa 23.700 Km². La loro dislocazione lungo le coste (1.846 km) non è omogenea sia come estensione che come caratteristiche bionomiche.



Figura 4-7 – “Geographical Subareas (GSAs)” del Mediterraneo con individuazione della sub-area oggetto di studio

L’attività di pesca più intensa si registra nella parte meridionale (largo di Oristano e Carloforte), con la tecnica dello strascico che ricopre un ruolo primario rappresentando la maggiore percentuale in stazza di tutta la flotta isolana.

In particolare, la flotta a strascico regionale risulta concentrata nel compartimento di Cagliari. In quest’area, infatti, sono iscritti circa il 60% dei battelli a strascico (80 unità) e il relativo maggiore tonnellaggio. Seguono i Compartimenti di Olbia e Porto Torres.

L’analisi preliminare condotta ai fini del progetto in esame consente di affermare l’assenza di interferenze negative rilevanti tra le attività della pesca e l’installazione del parco eolico.

Si ritiene, al contrario, che la presenza del Parco se da un lato comporterà l’istituzione di un’ampia area di rispetto con divieto di navigazione, dall’altro determinerà l’instaurarsi di una zona non disturbata in cui potranno crearsi condizioni favorevoli alla riproduzione delle specie ittiche.

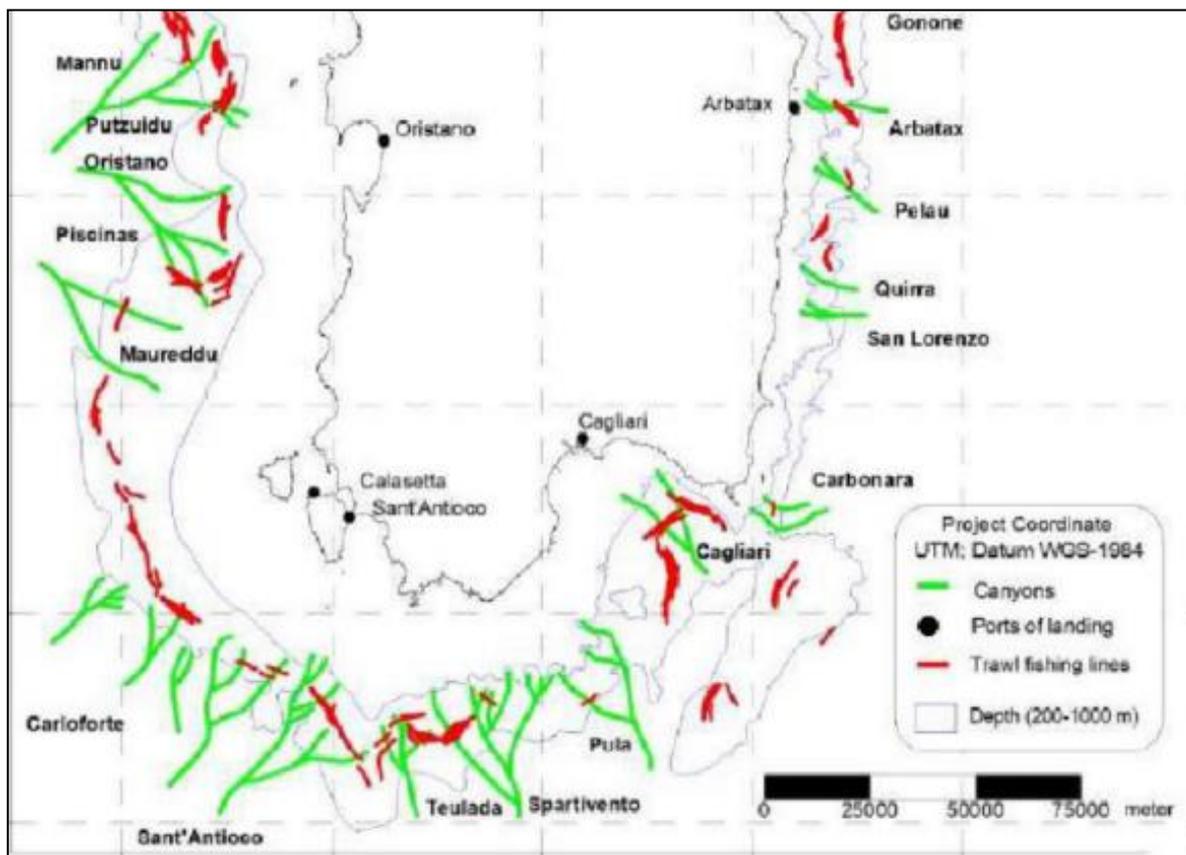


Figura 4-8 – Distribuzione delle corsie di pesca a strascico (in rosso)

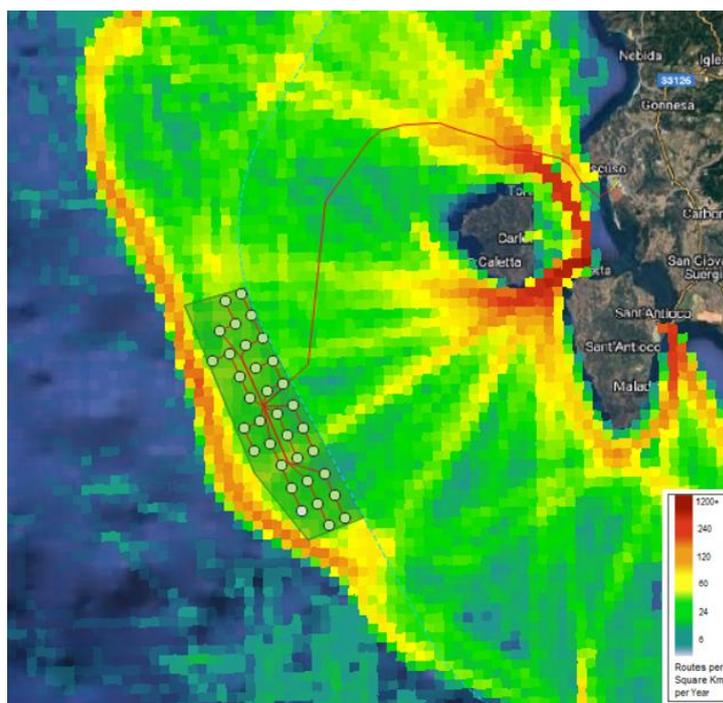


Figura 4-9 – Densità delle rotte dei pescherecci

4.1.6 Attività industriali

Il tratto di costa antistante la costa meridionale della Sardegna non presenta infrastrutture per l'estrazione di idrocarburi. Come noto i titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare, vengono conferiti dal Ministero dello sviluppo economico in aree denominate "Zone marine" e identificate con lettere dell'alfabeto. L'area individuata per la realizzazione del progetto non è classificata tra quelle di interesse rilevante ai fini della ricerca sottomarina di idrocarburi.



Figura 4.10 – Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mare di Sardegna (fonte MISE)

4.1.7 Traffico navale

La scelta del sito per la localizzazione del parco eolico in progetto è stata effettuata tenendo in debita considerazione le rotte e il traffico marittimo al fine di minimizzare eventuali interferenze con il transito navale, nell'ottica della tutela della sicurezza della navigazione.

Nella figura si può vedere come il traffico si concentri soprattutto nella zona di Cagliari e Portovesme e comunque nei primi 20 km vicino alla costa della Sardegna meridionale.

Fatta tale considerazione, si è scelto quindi di ubicare il parco eolico nella porzione di mare meno interessata dalla navigazione e dalle rotte principali (rosso scuro).

A ciò si aggiunge che il posizionamento degli aerogeneratori a notevole distanza dalla costa consente di evitare le rotte principali e di minimizzare le possibili interferenze con il traffico navale.

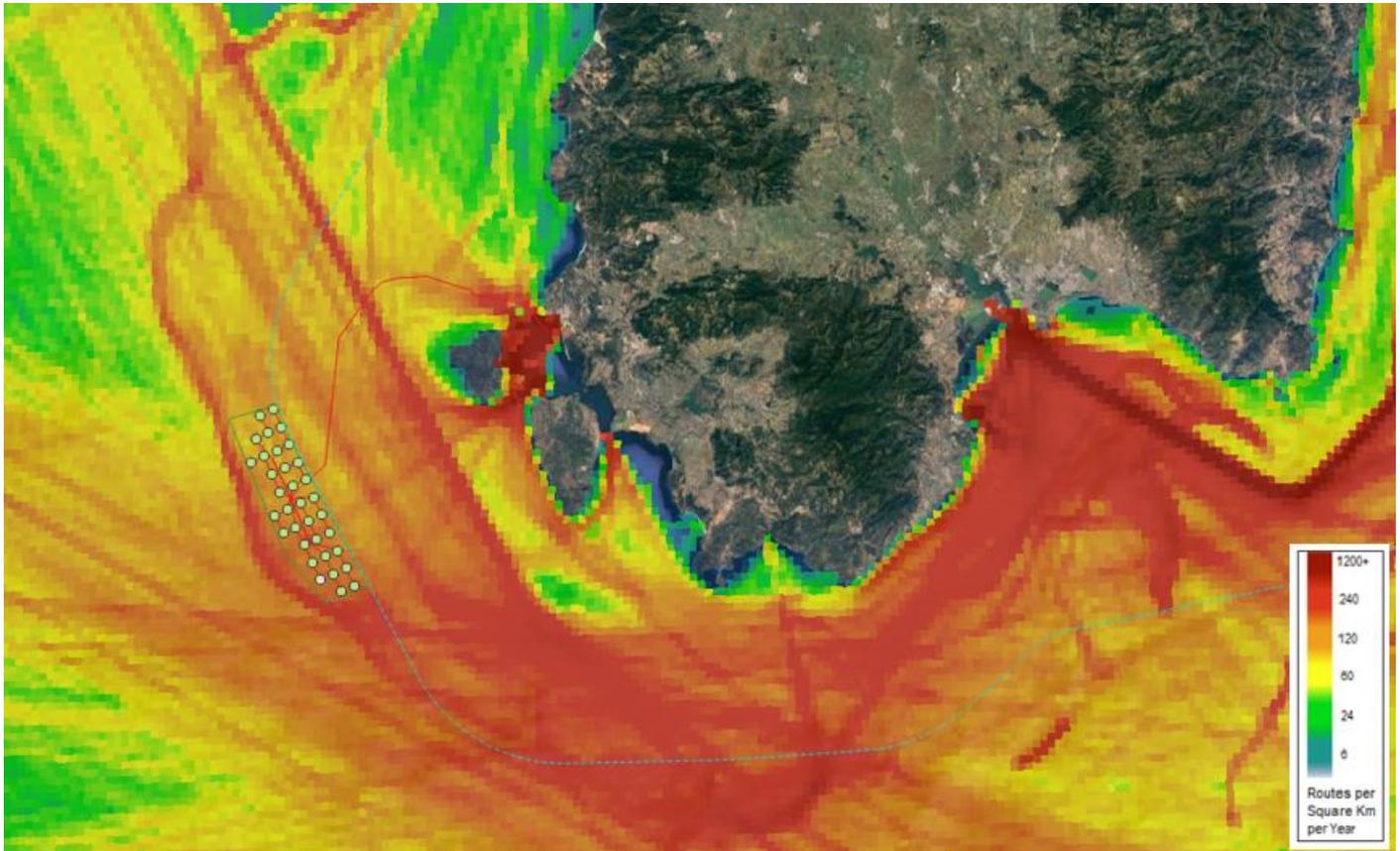


Figura 4-11 – Mappa del traffico navale

4.1.8 Traffico aereo

Si è analizzata l'area del progetto per individuare la presenza di aeroporti civili e militari e di rotte aeree.

Il traffico aereo può essere, infatti, ostacolato dalla presenza degli aerogeneratori in qualità di ostacoli verticali. Per l'ubicazione del parco eolico proposto si è tenuto conto delle norme che regolano il volo dell'aviazione civile in considerazione della posizione degli aeroporti dell'isola.

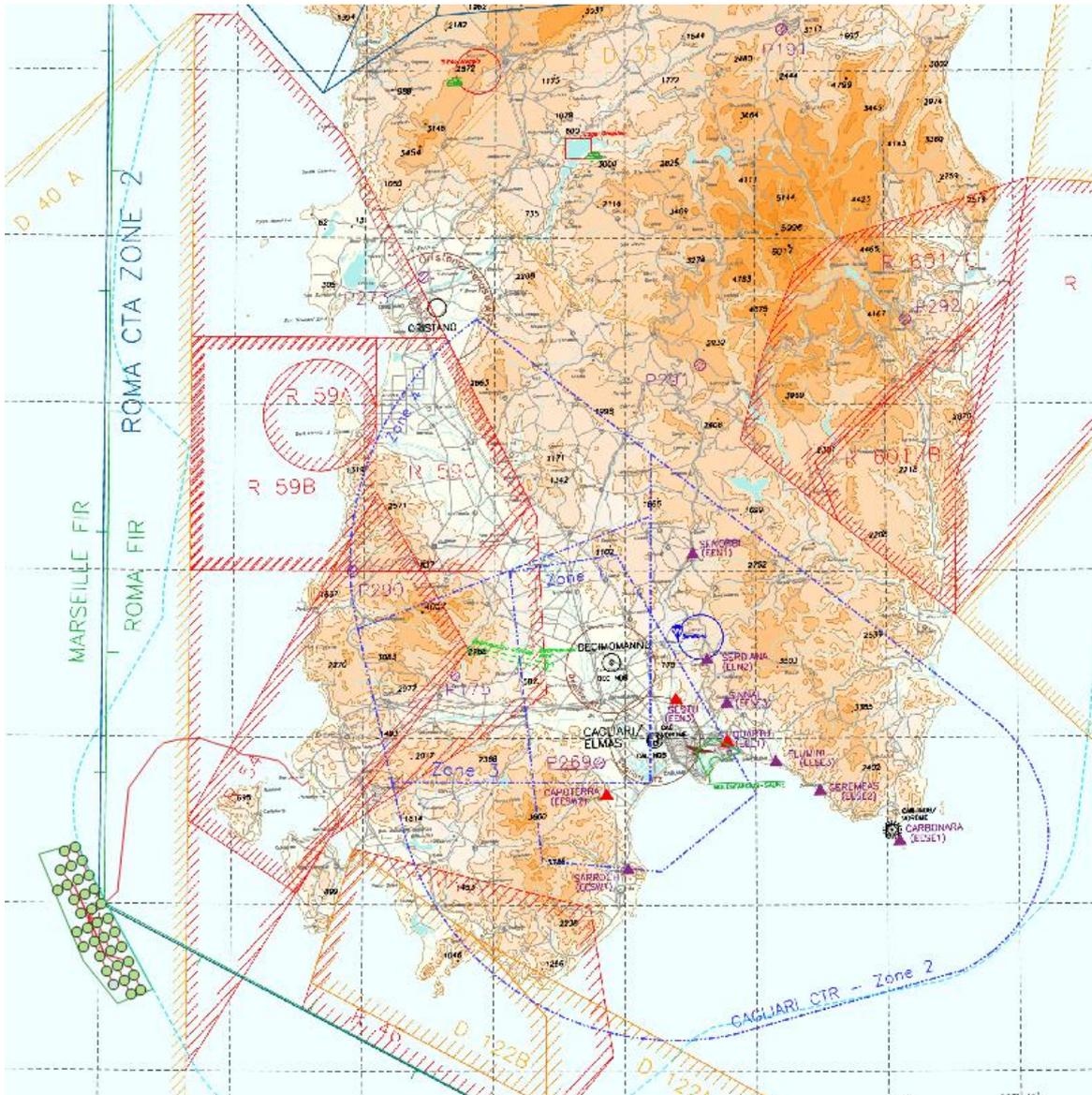


Figura 4-12 – Carta aeronautica VFR (Visual Flight Rules) – (aggiornata 7/10/2021)

Data l’altezza degli aerogeneratori, si sono analizzate le normative ed i vincoli imposti dall’Ente Nazionale di Aviazione Civile. In particolare nella sezione F del documento ufficiale “Verifica Potenziali Ostacoli e Pericoli per la Navigazione Aerea” disposto dall’ENAC e dall’ENAV (Ente Nazionale Assistenza al Volo) viene disposto che a causa delle caratteristiche intrinseche degli aerogeneratori, quali le dimensioni ragguardevoli, pale mobili e distribuzione spaziale estesa, i parchi eolici devono essere sottoposti alla valutazione compatibilità ostacoli se:

- posizionati entro 45 Km dall’ARP (Airport Reference Point) di un qualsiasi aeroporto;
- posizionati entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;
- Interferenti con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione/navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.

Dall’analisi di tali norme non risultano particolari incompatibilità tra l’installazione del campo eolico e le disposizioni in merito considerata anche la notevole distanza del campo eolico da costa.

Relativamente alla cartografia attualmente disponibile, si nota un disallineamento, tra quanto riportato dalla carta aeronautica della Sardegna (aggiornata al 07/10/2021) Figura 4-12, ed il portale del SID (aggiornato al 15/09/2022) sez.4.1.9.

4.1.9 Aree Militari e zone soggette a restrizioni

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibia. Dette zone sono pertanto soggette a particolari tipi di regolamentazioni dei quali viene data notizia a mezzo di apposito Avviso ai Naviganti.

Come si può notare dall'inquadratura del progetto, la localizzazione degli elementi caratterizzanti il parco eolico ricade nella zona D40/A "Zone dello spazio aereo soggette a restrizioni".

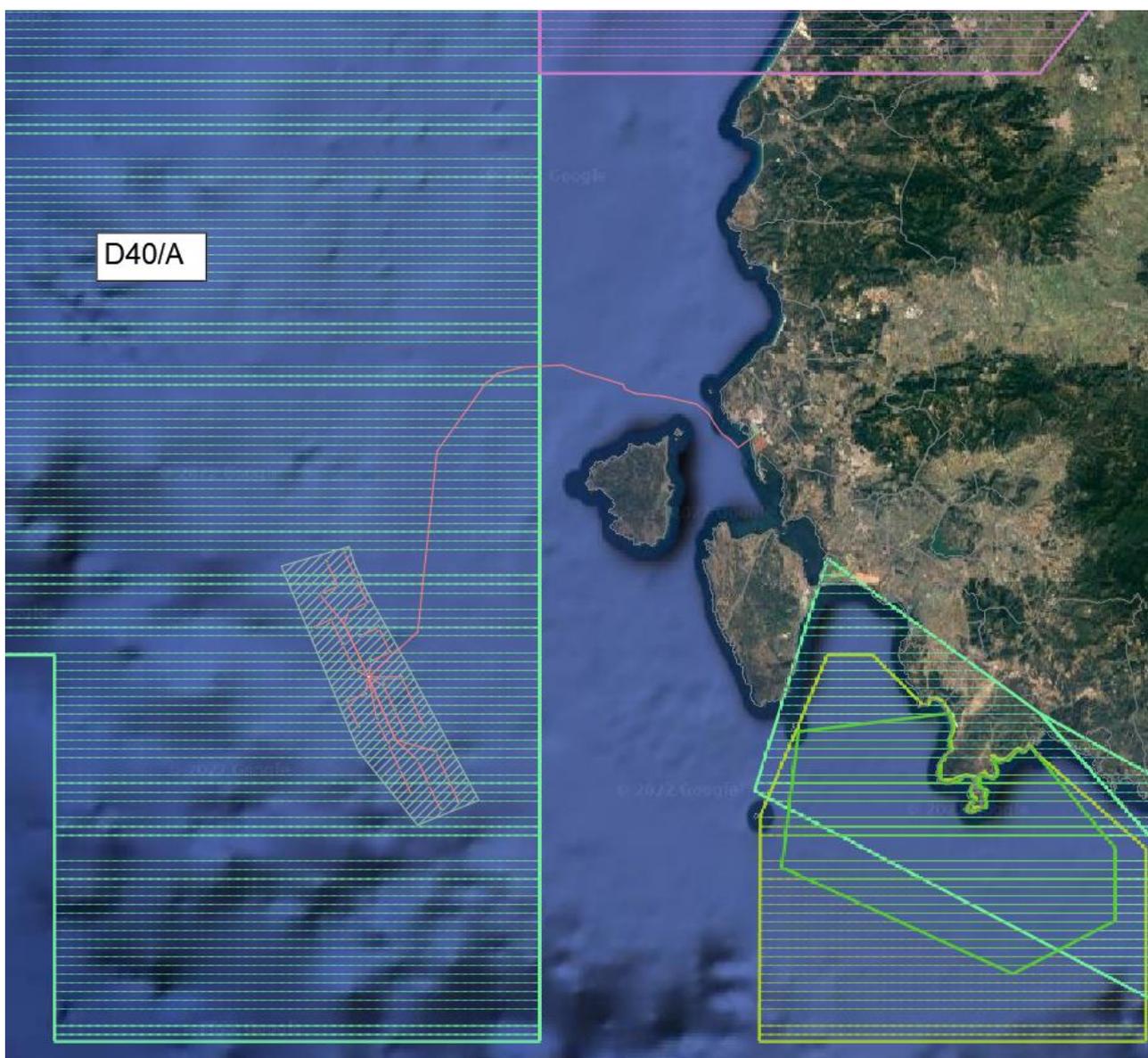


Figura 4.13 – Stralcio delle zone impiegate per le esercitazioni navali e di tiro e zone dello spazio aereo oggetto a restrizione (Fonte: SID il portale del mare)

4.1.10 Aree per Ricerca Scientifica

Non si evidenziano interferenze con aree adibite alla ricerca scientifica. Inoltre, se possibile, si disporranno accordi con gli enti di ricerca, pubblici e privati, e con le autorità competenti per l'utilizzo delle aree interessate dall'installazione dei parchi eolici come zone di ricerca.

4.1.11 Infrastrutture sottomarine

Asservimenti infrastrutturali possono essere determinati dalla presenza in zona di gasdotti, linee elettriche e cavi di telecomunicazioni. Nell'area marina interessata dal progetto non esistono gasdotti o elettrodotti. Per quanto concerne i cavi di telecomunicazione, in prossimità delle aree di progetto, sono stese sul fondale marino alcune linee di comunicazione come illustrato nell'immagine seguente. Per quanto concerne le interferenze con le linee di telecomunicazioni, saranno superate secondo quanto previsto dalle norme CEI 103-6.

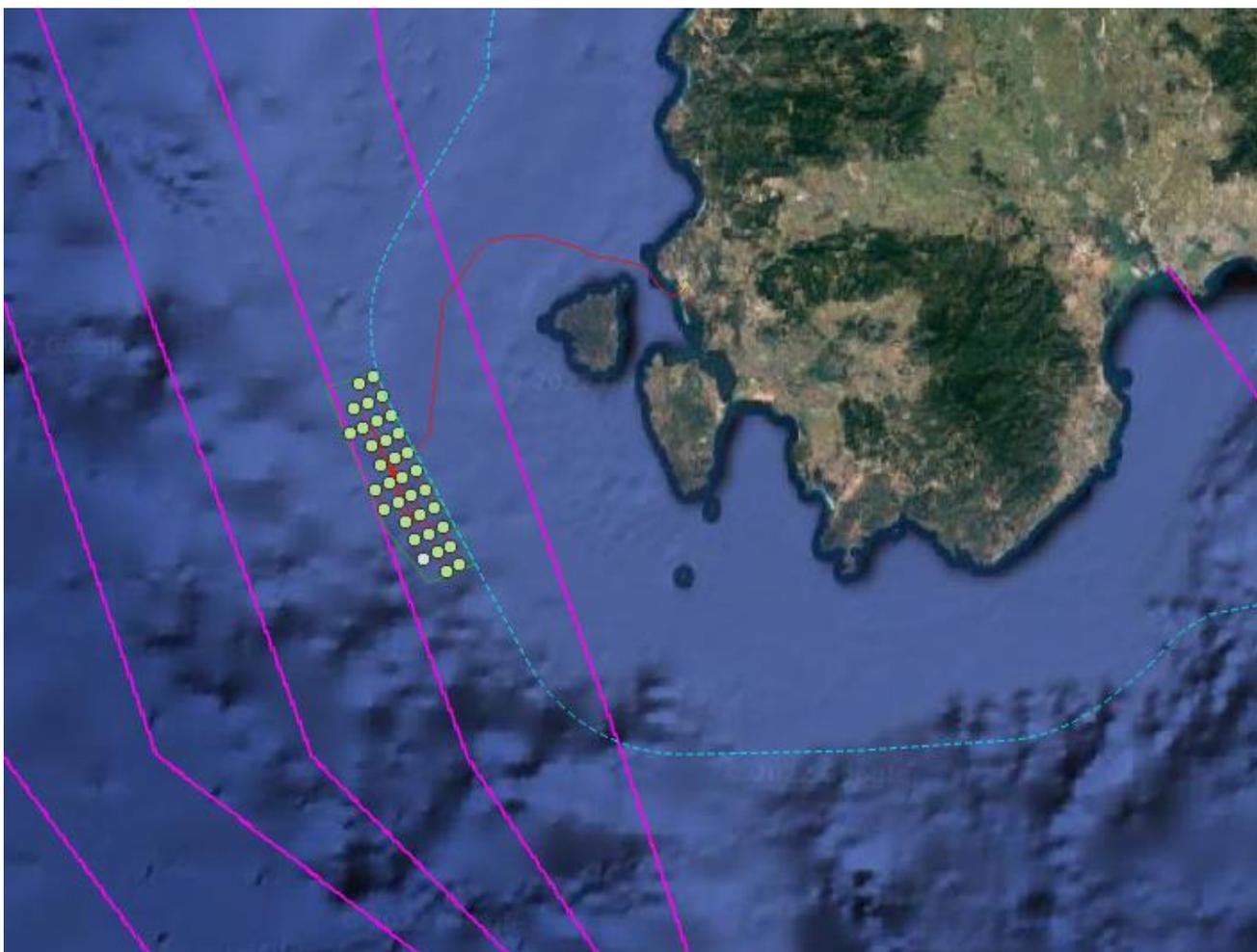


Figura 4.14 – Percorso dei cavi di telecomunicazione nell'area di studio

4.1.12 Rotte migratorie avifauna

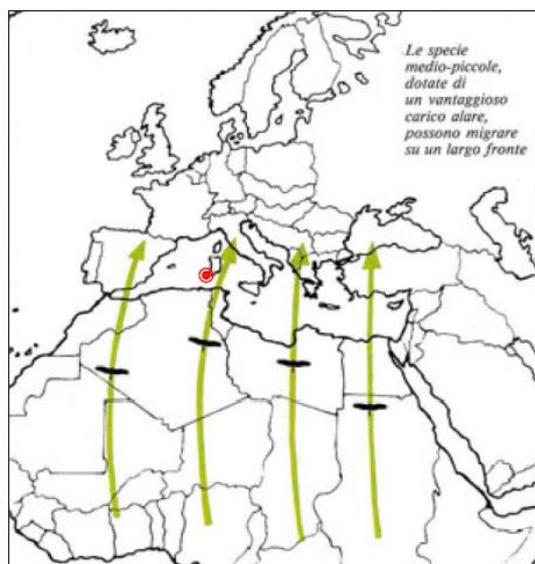
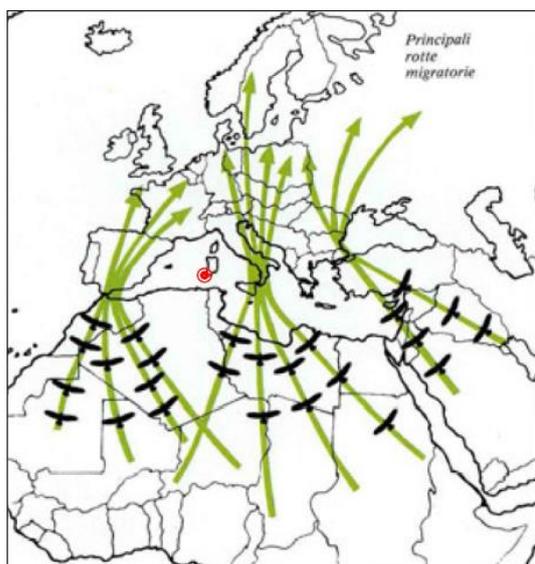
Un altro aspetto da considerare è la possibile interferenza del campo eolico e in particolare delle turbine con l'avifauna.

Dall'analisi con la mappa delle rotte principali migratorie si può affermare che l'impianto è collocato al di fuori delle rotte principali migratorie dell'avifauna non interferendo con esse e perciò non presenta una minaccia per la possibile collisione degli uccelli con le turbine installate.



SPECIE DI UCCELLI RAPACI
DI DIMENSIONI GROSSE

SPECIE DI UCCELLI RAPACI
DI DIMENSIONI MEDIO PICCOLE



LEGENDA:
● Area di interesse
— Rotte migratorie

Figura 4.15 – Distanza parco eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna

4.1.13 Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare

L'istituzione di un'Area marina protetta è preceduta dall'individuazione, attraverso una specifica disposizione normativa, di un'Area Marina di Reperimento.

Le Aree Marine di Reperimento sono individuate ai sensi delle Leggi n. 979/1982 e n. 394/1991. Una volta concluso l'iter tecnico-istruttorio l'Area marina protetta è istituita con Decreto del Ministro della Transizione Ecologica d'intesa con il Ministro dell'Economia e delle Finanze che indica la denominazione e la delimitazione spaziale dell'area, gli obiettivi di conservazione e la disciplina di tutela a cui è sottoposta.

Le Aree marine protette sono costituite da ambienti marini, acque, fondali e tratti di costa prospicienti, che presentano un rilevante interesse per le caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche, biochimiche, con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine e costiere nonché per l'importanza scientifica, ecologica, culturale, educativa ed economica che rivestono. Possono essere costituite da un ambiente marino avente rilevante valore storico, archeologico-ambientale e culturale.

L'Area marina protetta comprende anche i relativi territori costieri del demanio marittimo ed è suddivisa in zone sottoposte a diverso regime di tutela ambientale, tenuto conto delle caratteristiche ambientali e della situazione socio-economica. In generale, le aree marine protette sono divise al loro interno in tre zone denominate A, B e C, con diversi gradi di tutela. In Italia sono state istituite 29 Aree marine protette e 2 Parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 228.000 ettari di mare e circa 700 chilometri di costa. Vi è inoltre il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei.

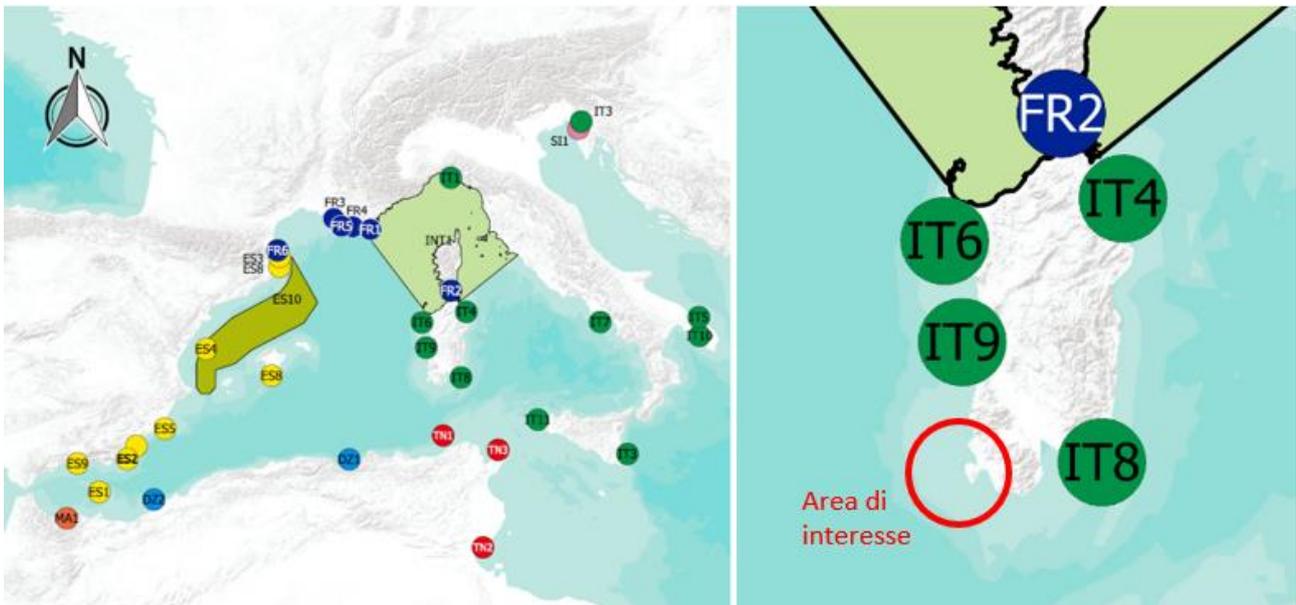


Figura 4.16 – Aree Marine Protette sul territorio Italiano (Fonte: MiTE)

La Convenzione di Barcellona del 1978, ratificata con legge 21 Gennaio 1979 n. 30, relativa alla protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, nel 1995 amplia il suo ambito di applicazione geografica diventando "Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e la regione costiera del Mediterraneo", il cui bacino, per la ricchezza di specie, popolazioni e paesaggi, rappresenta uno dei siti più ricchi di biodiversità al Mondo.

Con il Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo del 1995 (Protocollo ASP) le Parti contraenti hanno previsto, al fine di promuovere la cooperazione nella gestione e conservazione delle aree naturali, così come nella protezione delle specie minacciate e dei loro habitat, l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) o SPAMI (dall'acronimo inglese Specially Protected Areas of Mediterranean Importance).

La lista delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea comprende 39 siti di cui 11 coincidono con aree marine protette italiane (Fonte: Ministero della Transizione Ecologica, ultimo aggiornamento 10/05/2022).



- | | | |
|---|---|---|
| <p>Albania</p> <ul style="list-style-type: none"> ● AL1 - Karaburun Sazan National Marine Park (2016) <p>Algeria</p> <ul style="list-style-type: none"> ● DZ1 - Banc des Kabyles Marine Reserve (2005) ● DZ2 - Habibas Islands (2005) <p>Cyprus</p> <ul style="list-style-type: none"> ● CY1 - Lara-Toxeftra Turtle Reserve (2013) <p>France</p> <ul style="list-style-type: none"> ● FR1 - Port-Cros National Park (2001) ● FR2 - Bouches de Bonifacio Natural Reserve (2009) ● FR3 - The Blue Coast Marine Park (2012) ● FR4 - The Embiez Archipelago - Six Fours (2012) ● FR5 - Calanques National Park (2017) ● FR6 - Cerbère-Banyuls Marine Nature Reserve (2019) <p>France, Italy, Monaco</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ INT1 - Pelagos Sanctuary for the Conservation of Marine Mammals (2001) | <p>Italy</p> <ul style="list-style-type: none"> ● IT1 - Portofino Marine Protected Area (2005) ● IT2 - Miramare Marine Protected Area (2008) ● IT3 - Plemmirio Marine Protected Area (2008) ● IT4 - Tavolara-Punta Coda Cavallo Marine Protected Area (2008) ● IT5 - Torre Guaceto Marine Protected Area and Natural Reserve (2008) ● IT6 - Capo Caccia-Isola Piana Marine Protected Area (2009) ● IT7 - Punta Campanella Marine Protected Area (2009) ● IT8 - Capo Carbonara Marine Protected Area (2012) ● IT9 - Penisola del Sinis - Isola di Mal di Ventre Marine Protected Area (2012) ● IT10 - Porto Ceseareo Marine Protected Area (2012) ● IT11 - Egadi Islands Marine Protected Area (2019) <p>Lebanon</p> <ul style="list-style-type: none"> ● LB1 - Palm Islands Nature Reserve (2012) ● LB2 - Tyre Coast Nature Reserve (2012) <p>Morocco</p> <ul style="list-style-type: none"> ● MA1 - Al-Hoceima National Park (2009) | <p>Slovenia</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SI1 - Landscape Park Strunjan (2019) <p>Spain</p> <ul style="list-style-type: none"> ● ES1 - Alboran Island (2001) ● ES2 - Cabo de Gata-Nijar Natural Park (2001) ● ES3 - Cap de Creus Natural Park (2001) ● ES4 - Columbretes Islands (2001) ● ES5 - Mar Menor and Oriental Mediterranean zone of the Region of Murcia coast (2001) ● ES6 - Medes Islands (2001) ● ES7 - Sea Bottom of the Levante of Almeria (2001) ● ES8 - Archipelago of Cabrera National Park (2003) ● ES9 - Maro-Cerro Gordo Cliffs (2003) ■ ES10 - Cetaceans Migration Corridor in the Mediterranean (2019) <p>Tunisia</p> <ul style="list-style-type: none"> ● TN1 - La Galite Archipelago (2001) ● TN2 - Kneiss Islands (2001) ● TN3 - Zembra and Zembretta National Park (2001) |
|---|---|---|

Figura 4.17 – individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) (Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas – RCS / SPA - <http://www.rac-spa.org/spami>)

4.2 Criteri di scelta dell’area di progetto in base ai vincoli esistenti a terra

4.2.1 Piano Paesaggistico Regionale (PPR)

Il Piano Paesaggistico Regionale (P.P.R.) è il principale strumento di pianificazione territoriale regionale introdotto dall’art.1 della L.R. n. 8/2004 “Norme urgenti di provvisoria salvaguardia per la pianificazione paesaggistica e la tutela del territorio regionale”. Con la D.G.R. n. 36/7 del 5 settembre 2006 è stato approvato il primo ambito omogeneo del Piano rappresentato dall’Area Costiera, aggiornato e revisionato con Deliberazione n. 45/2 del 25.10.2013. Il Piano è entrato in vigore a decorrere dalla data di pubblicazione sul Bollettino Regionale (BURAS anno 58 n. 30 dell’8 settembre 2006).

Le disposizioni del P.P.R. sono cogenti per gli strumenti urbanistici dei Comuni e delle Province e sono immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute negli strumenti urbanistici.

Per quanto attiene alla tutela del paesaggio, le disposizioni del P.P.R. sono comunque prevalenti sulle disposizioni contenute negli altri atti di pianificazione ad incidenza territoriale previsti dalle normative di settore, comprese quelle degli enti gestori delle aree protette, qualora siano meno restrittive.

La disciplina del P.P.R. è immediatamente efficace sugli ambiti costieri di cui all'art. 14 delle N.T.A., e costituisce comunque orientamento generale per la pianificazione settoriale e sottordinata e per la gestione di tutto il territorio regionale.

I beni paesaggistici individuati ai sensi del P.P.R. sono comunque soggetti alla disciplina del Piano su tutto il territorio regionale, indipendentemente dalla loro localizzazione negli ambiti di paesaggio.

Il territorio del P.P.R. è suddiviso in Ambiti di Paesaggio che rappresentano aree definite in relazione alla tipologia, rilevanza ed integrità dei valori paesaggistici, identificate cartograficamente attraverso un processo di rilevazione e conoscenza, in cui convergono fattori strutturali naturali e antropici e nelle quali sono identificati i beni paesaggistici individuati o d'insieme.

In riferimento agli ambiti di paesaggio, le opere onshore del progetto in esame ricadono nell'Ambito n.6 "Carbonia e Isole sulcitane".

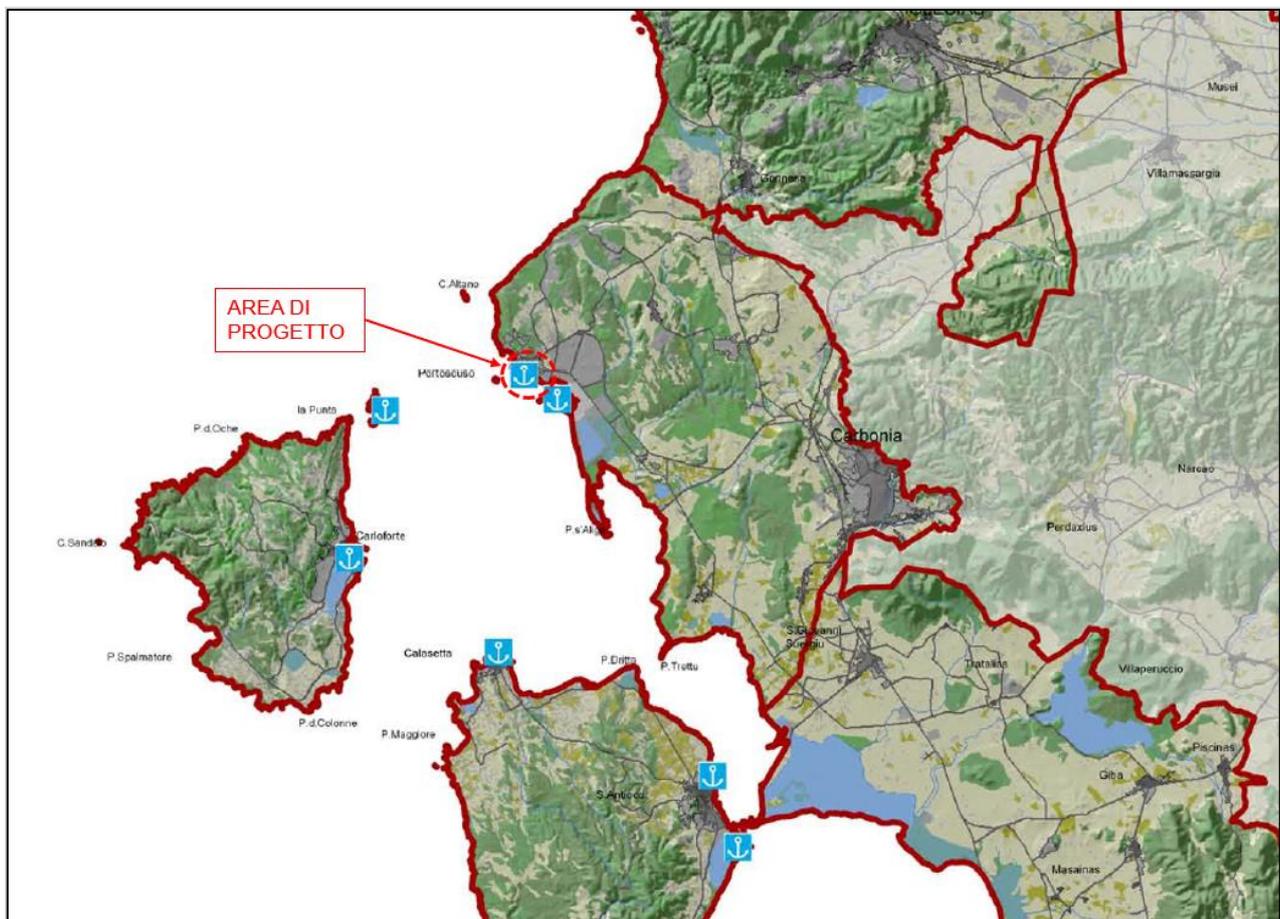


Figura 4-18 – PPR Sardegna - Ambito di paesaggio n.6 "Carbonia e Isole sulcitane"

La struttura dell'Ambito di paesaggio è definita dal “mare interno” formato dal sistema insulare del Sulcis, che comprende le Isole di Sant’Antioco e di San Pietro, e dalla fascia costiera antistante che si estende a nord dell’istmo di Sant’Antioco fino alla tonnara di Porto Paglia, oltre il promontorio di Capo Altano (Portoscuso); su questa fascia insiste il nucleo del bacino carbonifero del Sulcis.

La fascia costiera di Portoscuso e San Giovanni Suergiu è caratterizzata nel settore meridionale dal sistema lagunare di Boi Cerbus/Punta s’Aliga e dello Stagno e Forru e dall’insenatura marino litorale racchiusa tra la costa di Sant’Antioco e quella sulcitana, che presenta una spiccata tendenza evolutiva verso condizioni lagunari. Il settore centrale della fascia costiera è interessato dalle infrastrutture industriali e dallo scalo portuale di Portovesme, che vede la compresenza di funzioni industriali e commerciali con l’esercizio dei servizi di trasporto passeggeri verso lo scalo di Carloforte. La presenza della zona industriale ha determinato spesso usi conflittuali delle risorse con la loro naturale evoluzione, attraverso interventi di bonifica idraulica, canalizzazioni, scarico di reflui, intensi emungimenti delle falde, stoccaggio e messa a dimora di scorie industriali, comportando irreversibili alterazioni geomorfologiche dei corsi d’acqua, variazioni idrodinamiche degli acquiferi fino alla compromissione dei sistemi ambientali.

In riferimento alla zona di intervento, le infrastrutture del polo produttivo del Consorzio Nucleo Industriale Sulcis-Iglesiente, dello scalo portuale di Portovesme, costituiscono elementi rilevanti dell’assetto insediativo dell’Ambito.

Relazione con il progetto

Di seguito, per ogni tematismo analizzato nel Piano, si riporta uno stralcio della cartografia del P.P.R. disponibile sul Geoportale (<https://www.sardegnageoportale.it/navigatori/sardegnamappe/>) e la valutazione circa la relazione con il progetto in esame.

Componenti del paesaggio con valenza ambientale:

Dall’esame dello stralcio della carta dei **Componenti del paesaggio con valenza ambientale** (cfr. Figura 4-19 e Tavola 19) risulta che:

- La Stazione Utente e parte del cavidotto sono previsti in una zona individuata come “praterie” (art. 25, 26, 27 delle NTA del P.P.R.).
- Il cavidotto, ubicato prevalentemente lungo la sede stradale, attraversa aree definite dal Piano come “Colture erbacee specializzate” (art. 28, 29, 30 delle NTA del P.P.R.);

Le “praterie” sono comprese tra le Aree Seminaturali individuate dall’art. 25 delle NTA.

In tali aree, secondo quanto previsto dall’art. 26 (Prescrizioni) *“sono vietati gli interventi edilizi o di modificazione del suolo ed ogni altro intervento, uso od attività suscettibile di pregiudicare la struttura, la stabilità o la funzionalità ecosistemica o la fruibilità paesaggistica, fatti salvi gli interventi di modificazione atti al miglioramento delle strutture e del funzionamento degli ecosistemi interessati, dello status di conservazione delle risorse naturali biotiche e abiotiche, e delle condizioni in atto e alla mitigazione dei fattori di rischio e degrado”*.

Le “Colture erbacee specializzate” sono comprese tra le Aree ad utilizzazione agro-forestale individuate dall’art. 28 delle NTA.

In tali aree, secondo quanto previsto dall'art. 29 (Prescrizioni), la pianificazione settoriale e locale si conforma alle seguenti prescrizioni:

- a) *“vietare trasformazioni per destinazioni e utilizzazioni diverse da quelle agricole di cui non sia mostrata la rilevanza pubblica e sociale e l'impossibilità di localizzazione alternativa, o che interessano suoli ad elevata capacità d'uso, o paesaggi agrari di particolare pregio, o habitat di interesse naturalistico [...]”;*
- b) [...]
- c) *Preservare e tutelare gli impianti di colture arboree specializzate.*

Si segnala tuttavia, come meglio descritto nei successivi paragrafi, che l'area in cui è prevista la Sottostazione di Utenza rientra nell'ambito della zona industriale portuale del Consorzio Industriale Provinciale Carbonia - Iglesias, per la quale risultano vigenti le norme del Piano regolatore territoriale del SICIP.

Pertanto, si ritiene che la localizzazione della Stazione Utente e relativo tratto di cavidotto interrato sia compatibile da un punto di vista urbanistico.

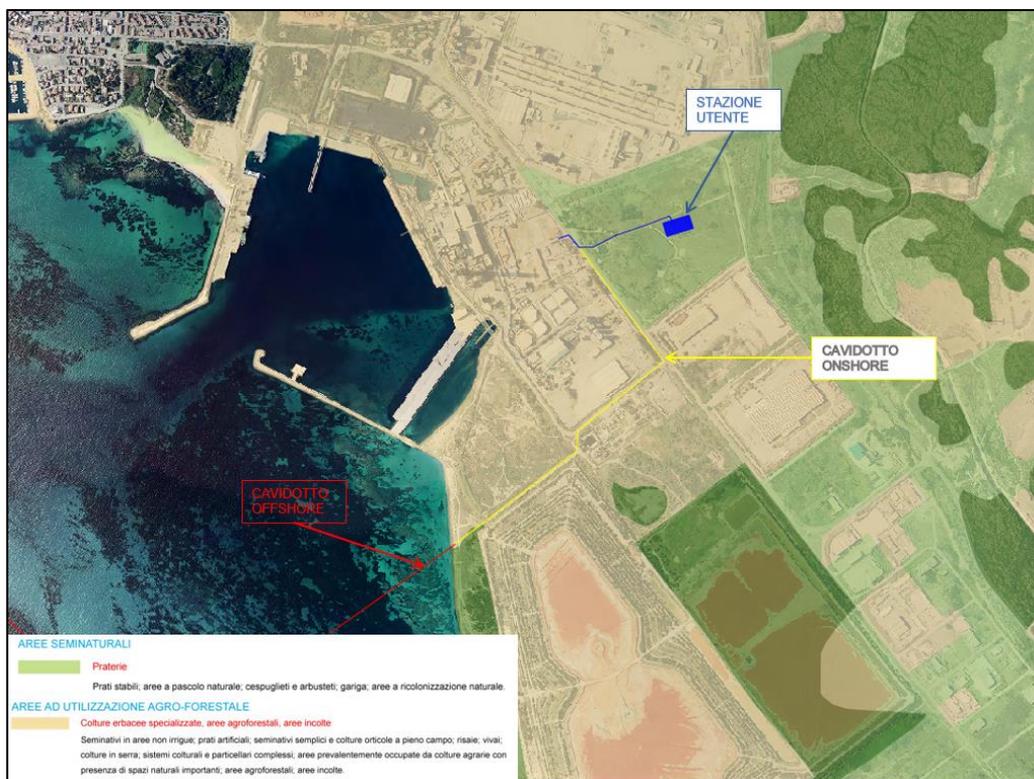


Figura 4-19 – Stralcio della carta Componenti del paesaggio con valenza ambientale

Beni paesaggistici e identitari:

Dall'esame dello stralcio della carta dell'Assetto Ambientale del P.P.R., risulta che l'area onshore rientra all'interno della **fascia costiera** perimetrata dallo stesso P.P.R.

I beni paesaggistici sono oggetto di conservazione e tutela finalizzati al mantenimento delle caratteristiche degli elementi costitutivi e delle relative morfologie in modo da preservarne l'integrità, ovvero lo stato di

equilibrio ottimale tra habitat naturale e attività antropiche. **Qualunque trasformazione, fatto salvo quanto previsto dall'art. 149 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.¹, è soggetta ad autorizzazione paesaggistica.**

Dall'esame dello stralcio della carta delle **Componenti storico-architettonico-culturali – emergenze** e della carta dei **Beni paesaggistici e identitari** (cfr. Figura 4-19 e Tavola 19) risulta che il progetto non interferisce con i **beni identitari**, mentre il **cavidotto onshore attraversa la fascia costiera di 300 m.**

¹ Art. 149. Interventi non soggetti ad autorizzazione

1. Fatta salva l'applicazione dell'articolo 143, comma 4, lettera b) e dell'articolo 156, comma 4, non è comunque richiesta l'autorizzazione prescritta dall'articolo 146, dall'articolo 147 e dall'articolo 159:

a) per gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria, di consolidamento statico e di restauro conservativo che non alterino lo stato dei luoghi e l'aspetto esteriore degli edifici;

b) per gli interventi inerenti l'esercizio dell'attività agro-silvo-pastorale che non comportino alterazione permanente dello stato dei luoghi con costruzioni edilizie ed altre opere civili, e sempre che si tratti di attività ed opere che non alterino l'assetto idrogeologico del territorio;

c) per il taglio colturale, la forestazione, la riforestazione, le opere di bonifica, antincendio e di conservazione da eseguirsi nei boschi e nelle foreste indicati dall'articolo 142, comma 1, lettera g), purché previsti ed autorizzati in base alla normativa in materia.

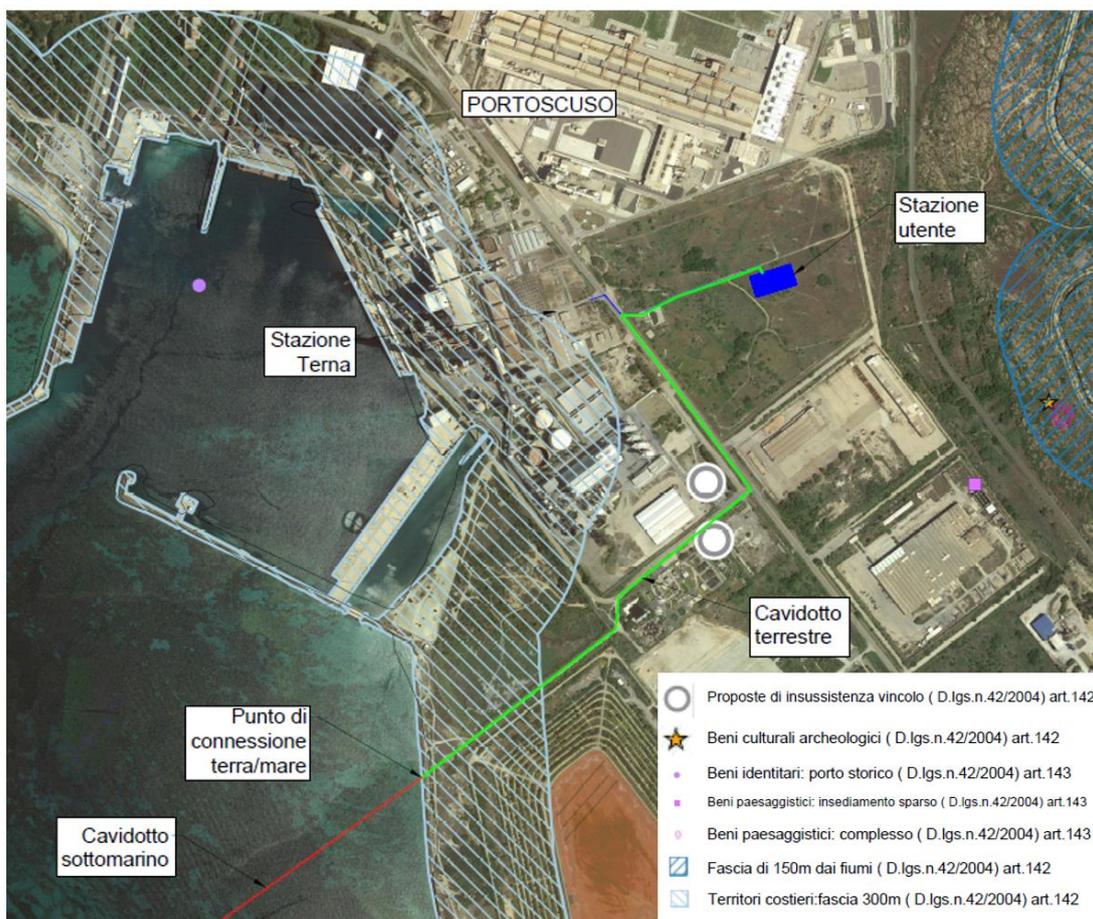


Figura 4-20 - Stralcio della carta Beni paesaggistici e identitari

Componenti insediative:

Dall'esame dello stralcio della carta delle **Componenti insediative** (cfr. Figura 4-21 e Tavola 19) risulta che la parte di progetto onshore sarà realizzato nell'ambito delle "Grandi aree industriali" e in particolare interesserà:

- Area industriale / produttivo (art. 91,92,93 NTA).
- Area infrastrutture (art. 102,103,104 NTA).

Il progetto proposto, pertanto, non risulta in contrasto con le indicazioni delle NTA.



Figura 4-21 – Stralcio della carta Componenti insediative

Reti e infrastrutture:

Dall'esame dello stralcio della carta delle **Reti e infrastrutture** (cfr. Figura 4-22) risulta che:

- Il Cavidotto *onshore* sarà realizzato per un breve tratto interrato lungo la sede stradale esistente della SP 75-bis, classificata come "strada provinciale a specifica valenza paesaggistica e panoramica" (art. 102, 103,104 NTA);

In relazione alle su citate interferenze, secondo quanto previsto dall'art. 103 (Sistemi delle infrastrutture – Prescrizioni) “*gli ampliamenti delle infrastrutture esistenti e la localizzazione di nuove infrastrutture sono ammessi se:*

- *previsti dai rispettivi piani di settore, i quali devono tenere in considerazione le previsioni del P.P.R.;*
- *ubicati preferibilmente nelle aree di minore pregio paesaggistico;*
- *progettati sulla base di studi orientati alla mitigazione degli impatti visivi e ambientali”.*

Il comma 2 inoltre prevede che “*è fatto obbligo di realizzare le linee elettriche in cavo interrato, salvo impedimenti di natura tecnica, nelle aree sottoposte a vincolo paesaggistico ...(omissis)...*”.

Si ritiene, pertanto, che il progetto proposto non sia in contrasto con le indicazioni delle NTA.

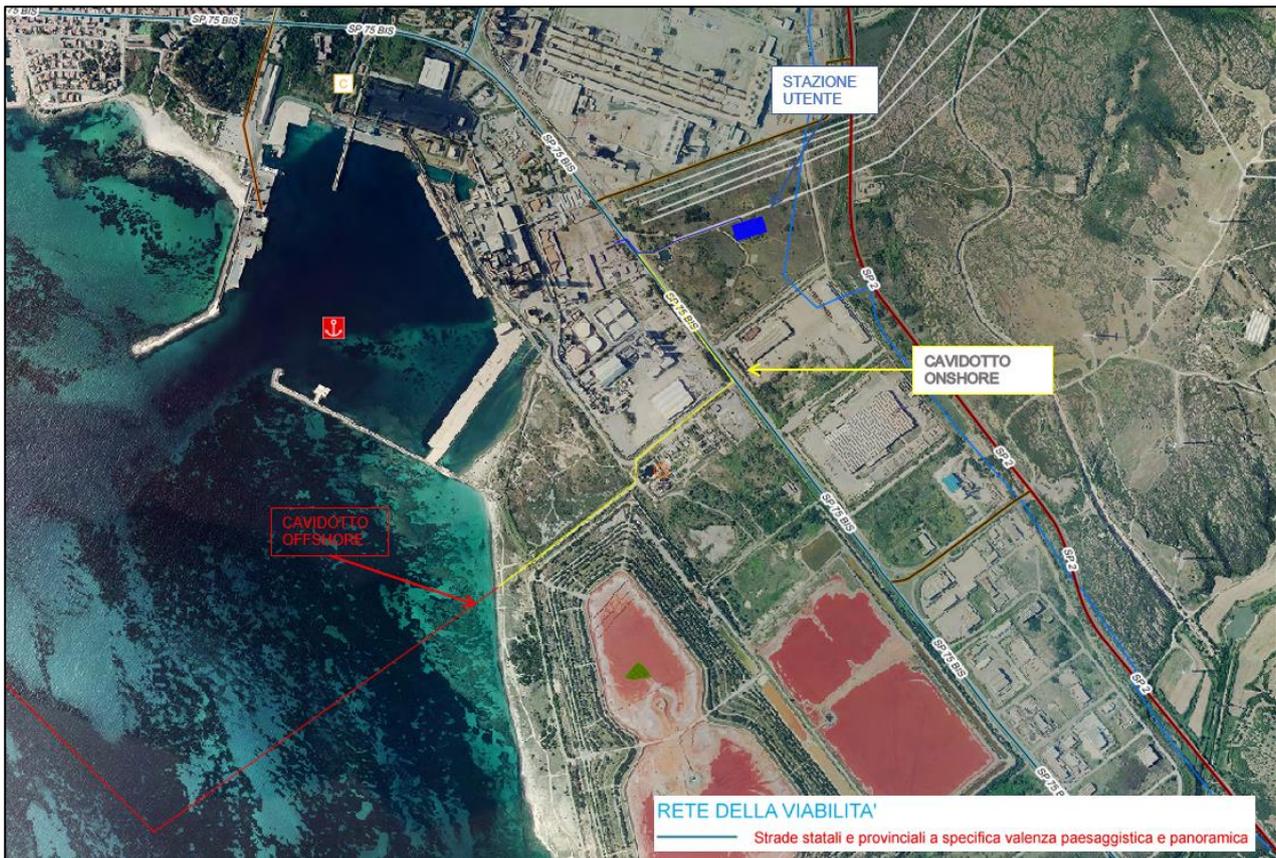


Figura 4-22 – Stralcio della carta Reti e infrastrutture

4.2.2 Beni Culturali e Paesaggistici ai sensi del D. Lgs. 42/2004

Il D.lgs. 42/2004 e s.m.i. disciplina le attività che riguardano la conservazione, la fruizione e la valorizzazione dei beni culturali e dei beni paesaggistici.

Beni culturali (art. 10, d.lgs. 42/2004 e s.m.i.)

Per verificare l'eventuale presenza di Beni Culturali tutelati nell'area di interesse, è stata consultata la cartografia disponibile sul sito web “Vincoli in Rete” del Ministero della Cultura (MIC), che contiene i

riferimenti normativi, la localizzazione delle zone e dei beni soggetti a vincoli sul territorio nazionale e le schede utili per consultare informazioni e dati.

Relazione con il progetto

Sulla base dei dati disponibili sul portale Vincoli In Rete (beniculturali.it) non si individuano interferenze tra le opere in progetto e beni culturali ex art. 10.

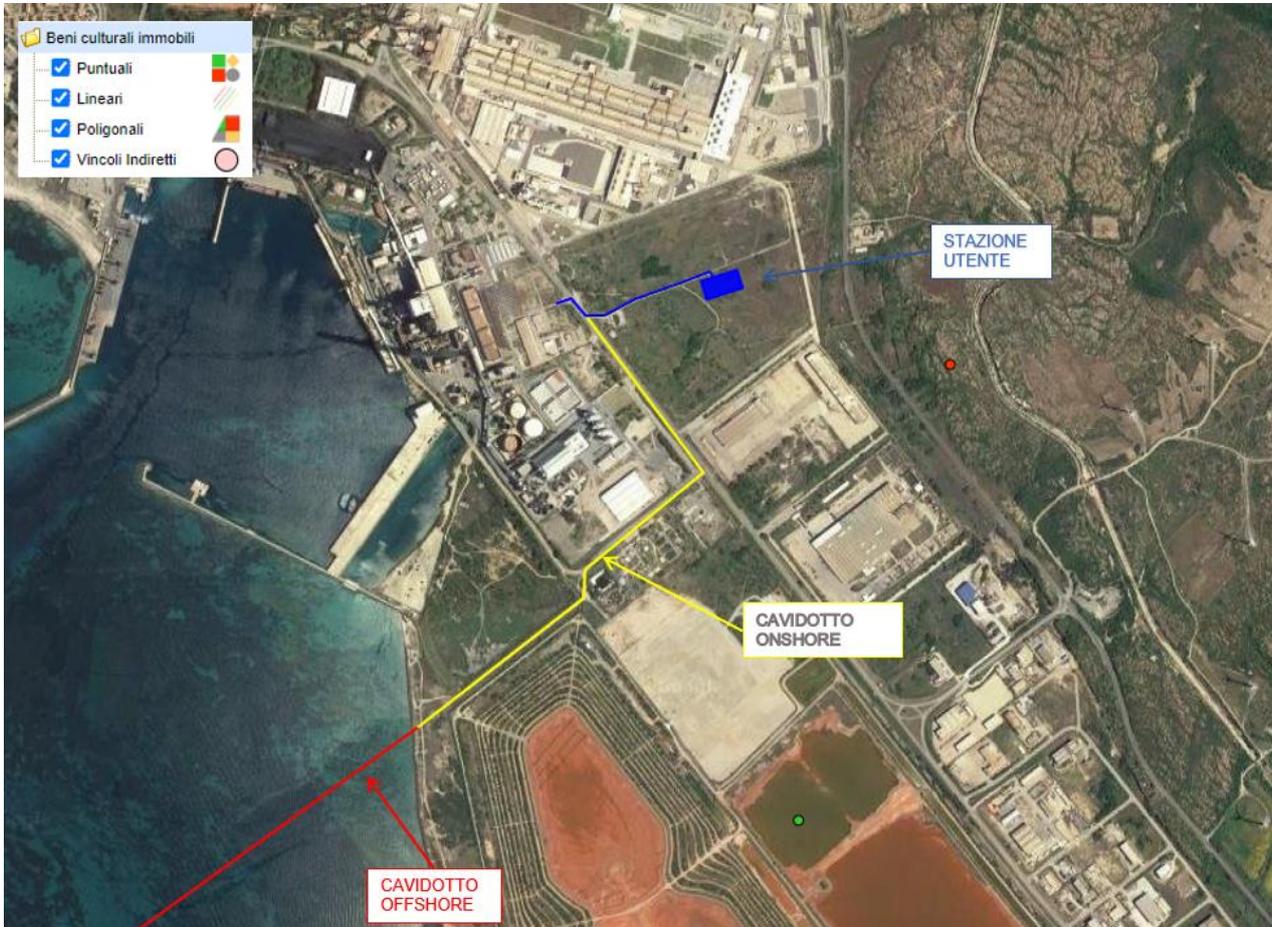


Figura 4-23: stralcio carta Beni culturali (Fonte: Vincoli in rete)

Beni paesaggistici (art. 134, 136, 142, 157 d.lgs. 42/2004 e s.m.i.)

Per verificare la presenza di beni paesaggistici tutelati ai sensi del D.lgs. 42/2004 eventualmente presenti nei pressi della centrale di Fusina si è fatto riferimento al Piano Paesaggistico Regionale, al SITAP (sistema informativo del MIC) e al Geoportale della Regione Sardegna.

Relazione con il progetto

Come evidenziato nelle immagini seguenti (cfr. Figura 4-24, Figura 4-25 e Figura 4-26), dall'esame delle fonti consultate risulta che il tracciato del cavidotto onshore attraversa la fascia di 300 m dalla linea di costa tutelata ai sensi dell'art. 142 c. 1 lett. a).

Tuttavia, il cavidotto interrato rientra tra gli interventi compresi nell'Allegato A del D.P.R. del 13 febbraio 2017, n. 31 esclusi dalla Autorizzazione Paesaggistica. In particolare, la realizzazione delle opere di

connessione sono riconducibili a quelle previste dal punto A.15 “fatte salve le disposizioni di tutela dei beni archeologici nonché le eventuali specifiche prescrizioni paesaggistiche relative alle aree di interesse archeologico di cui all’art. 149, comma 1, lettera m) del Codice, la realizzazione e manutenzione di interventi nel sottosuolo che non comportino la modifica permanente della morfologia del terreno e che non incidano sugli assetti vegetazionali, quali: ...(omissis)... cavi interrati per le reti di distribuzione locale di servizi di pubblico interesse senza realizzazione di nuovi manufatti emergenti in soprasuolo o dal piano di campagna; l’allaccio alle infrastrutture a rete”.

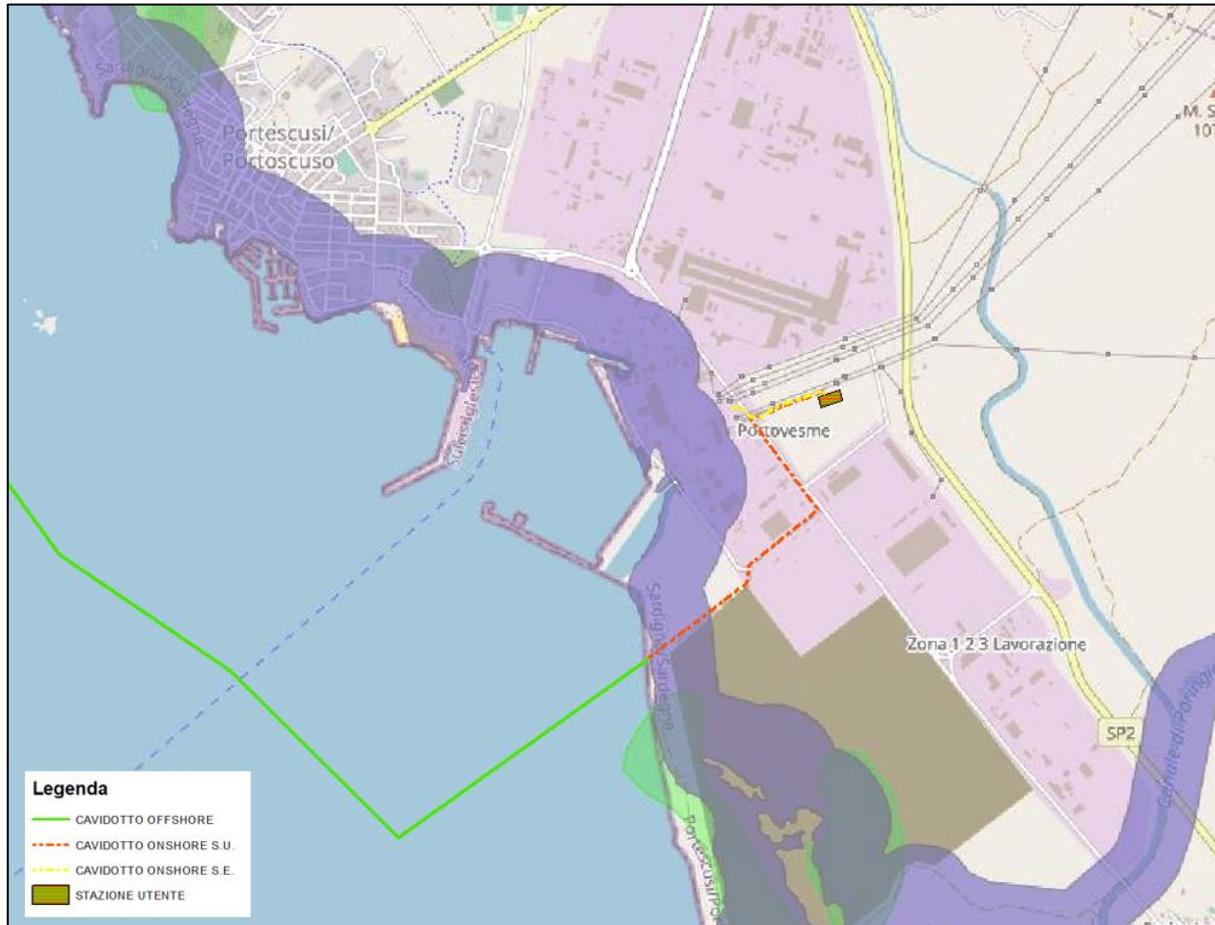


Figura 4-24 – beni paesaggistici 42/2004 (Fonte: SITAP)

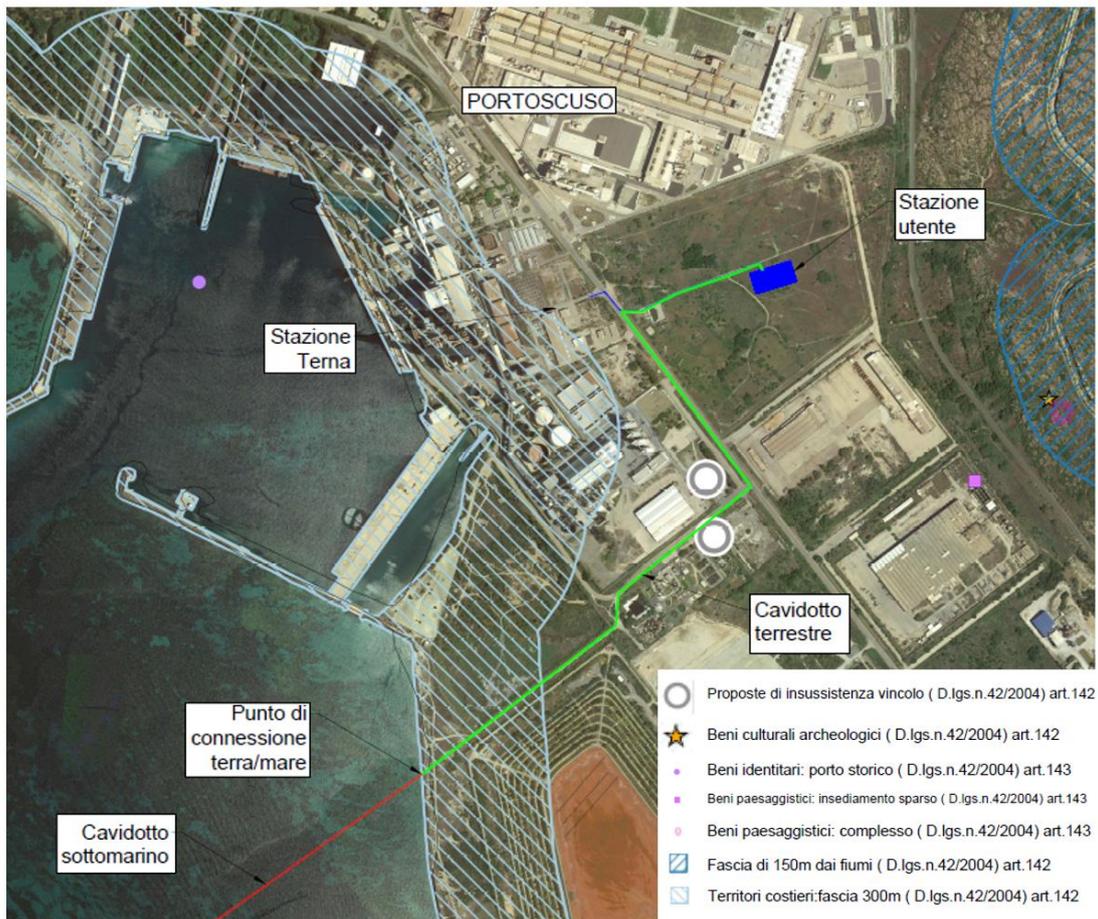


Figura 4-25 – beni paesaggistici ex art. 142 del D.Lgs. 42/2004 (Fonte: Geoportale Sardegna)



Figura 4-26 – beni paesaggistici (archeologico e architettonico) ex art. 136-142 e beni paesaggistici puntuali ex art. 143 del D.Lsg. 42/2004 (Fonte: Geoportale Sardegna)

Beni Archeologici

Dalla consultazione del Portale SID (Portale del Mare) del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, così come rappresentato nella successiva figura e nella Tavola 40 allegata al presente Studio, risulta che un tratto di cavidotto marino attraversa una zona di mare in cui risultano perimetrati “Relitti, beni archeologici e architettonici” (Buffer con raggio 10 km).

In una successiva fase di progetto saranno quindi condotti i necessari approfondimenti e accertamenti archeologici volti ad evitare interferenze con beni e/o aree tutelati.

4.2.3 Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Portofino

Il Comune di Portofino è dotato di Piano Urbanistico Comunale (PUC), adottato con deliberazione consiliare 16 marzo 1998, n. 37, ed approvato definitivamente con successivo provvedimento deliberativo 19 luglio 1999, n. 42.

Il più recente aggiornamento della pianificazione urbanistica del Comune di Portofino è la variante al Piano Urbanistico Comunale (PUC), in adeguamento al Piano Paesaggistico Regionale, adottata con Delibera C.C. n. 06 del 19.03.2019.

Nella figura seguente viene riportata la sovrapposizione delle opere onshore con la Tavola 16.1 “Zonizzazione intero territorio comunale” allegata al PUC di Portoscuso.

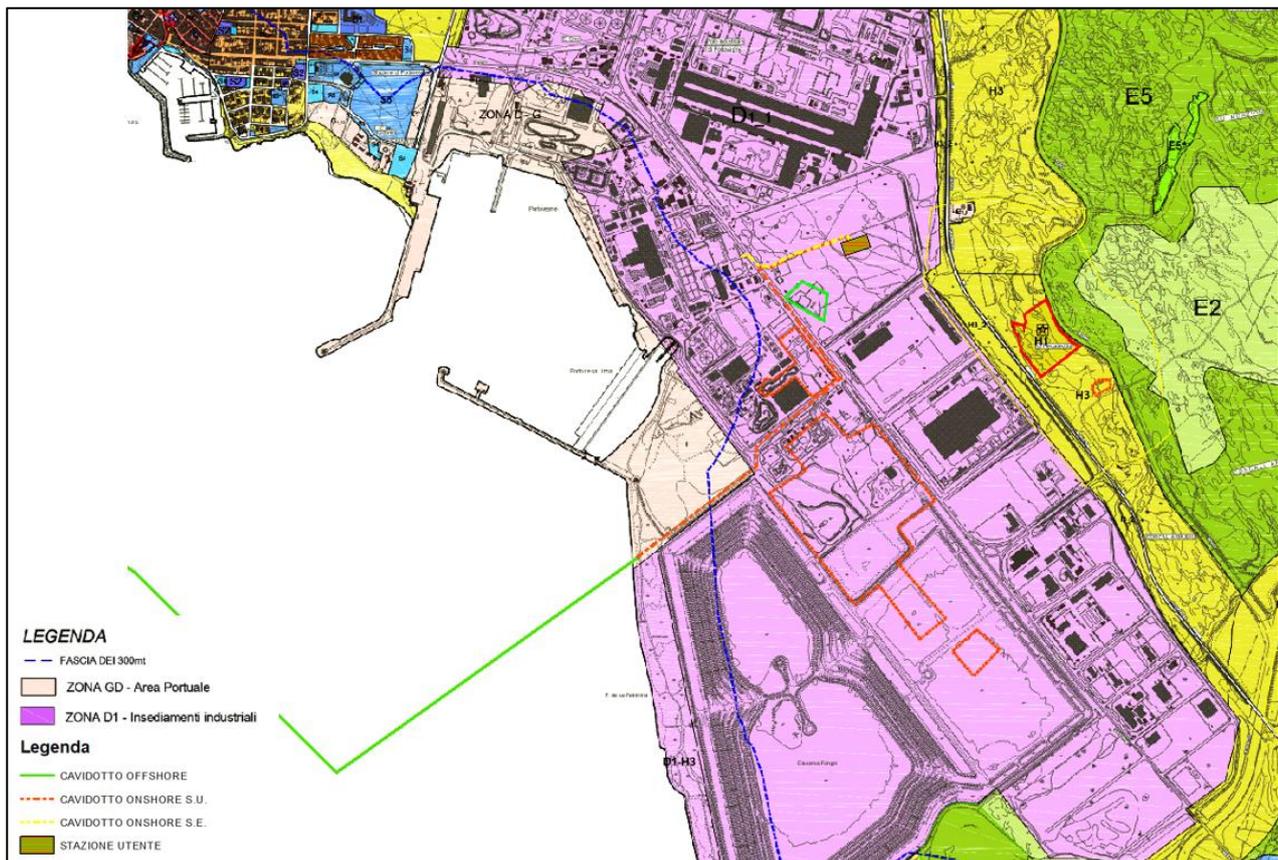


Figura 4-27 – Stralcio Piano Urbanistico comunale (Variante 2019)

Dall’analisi della cartografia si rileva quanto segue:

- il cavidotto interessa, per una lunghezza di circa 600 m, in corrispondenza del punto di approdo, la Sottozona G-D prevista dall’art. 20 comma 5 lett. a) delle Norme di Attuazione (NTA) del Piano Urbanistico Comunale: Area portuale, già identificata come zona D4 (nel precedente P.U.C.) rappresentata dalla zona delle banchine per il carico e scarico della merce e dei passeggeri e l’area identificata dall’amministrazione come possibile zona franca, disciplinata; Le NTA per tale area non prevedono prescrizioni particolari.
- il cavidotto conclude il suo percorso alla Stazione Utente percorrendo per circa 2 km il tracciato stradale che si trova all’interno della Sottozona D1_1 - Agglomerato Industriale di Portovesme, disciplinata dall’art. 30 comma 2 lett. a) delle Norme di Attuazione (NTA) del Piano.
- la stazione elettrica ricade nella Sottozona D1_1 - Agglomerato Industriale di Portovesme, disciplinata dall’art. 30 comma 2 lett. a) delle Norme di Attuazione (NTA) del Piano.

L’art. 30 delle Norme di Attuazione (NTA) del Piano per la Sottozona D1_1 prevede quanto segue:

1. *“Tutte le operazioni di movimentazione (carico, scarico, e trasporto) di materiali (materie prime, prodotti, sottoprodotti e materie prime secondarie) e rifiuti sfusi polverulenti devono avvenire con mezzi ed impianti a tenuta stagna dove prescritto dalle BAT di riferimento, e comunque preferibilmente con sistemi chiusi e/o confinati, tali da impedire la fuoriuscita, anche parziale e/o accidentale della frazione fine. In ogni caso, deve essere garantita la qualità dell’aria ambiente lungo il perimetro dell’area di operatività, adottando idonei sistemi di abbattimento polveri, dimensionati anche attraverso studi modellistici previsionali, che dovranno essere verificati da un sistema di monitoraggio, in fase di esercizio, da*

concordarsi con gli Enti di controllo. Il deposito/stoccaggio temporaneo di materiali, come sopra definiti, e rifiuti sfusi polverulenti di volume superiore a 250 m3 devono avvenire in ambiente confinato.”

2. ***In assenza o nelle more di interventi di bonifica/messa in sicurezza la costruzione/trasformazione di manufatti, l'installazione di nuovi impianti e la rimodulazione/adequamento e rinnovamento di impianti esistenti è subordinata all'acquisizione delle autorizzazioni e/o nulla osta rilasciati da parte dell'Autorità competente nell'ambito dei procedimenti del SIN Sulcis Iglesiente Guspinese per le attività di bonifica/messa in sicurezza di siti inquinati, previsti dalla vigente normativa, relativi al lotto fondiario su cui insiste l'intervento. Tali autorizzazioni e/o nulla osta costituiscono condizione necessaria ed indispensabile per l'acquisizione di autorizzazioni, permessi, nulla-osta e pareri favorevoli da parte dell'Amministrazione Comunale.***
3. [...]
4. [...]
5. *Assegnazione delle Aree interne alla zona D1_1: “Tutte le imprese industriali che intendono insediarsi nell'agglomerato di Portovesme dovranno richiedere al Consorzio l'assegnazione dell'area necessaria indicando con precisione i fabbisogni idrici ed energetici, i dati relativi agli scarichi di acqua industriali, il numero di addetti nonché l'entità dei trasporti inerenti l'attività industriale. Il consorzio assegnerà la superficie richiesta in funzione delle necessità segnalate compatibili con le infrastrutture realizzate o programmate”.*
6. *Approvazione dei progetti: “Tutti i progetti inerenti le costruzioni da realizzare entro l'agglomerato industriale dovranno essere sottoposti all'esame del consorzio e approvati dal presidente del medesimo, sentito il parere di apposita commissione tecnica di cui al paragrafo seguente. Detti progetti dovranno essere esecutivi e completi di tutti i particolari inerenti i servizi accessori, gli accessi viari, la recinzione, i parcheggi e le sistemazioni a verde. Il comune di Portoscuso potrà rilasciare il permesso di costruire solo dopo l'approvazione del progetto da parte del Presidente del Consorzio.”*

Per la realizzazione delle opere sarà quindi necessario acquisire tutte le autorizzazioni e/o nulla osta rilasciati da parte dell'Autorità competente nell'ambito dei procedimenti del SIN Sulcis Iglesiente Guspinese per le attività di bonifica/messa in sicurezza, oltre che la preventiva approvazione da parte del Consorzio Industriale di Portovesme.

4.2.4 Pianificazione Portuale e Consortile: Piano Regolatore Portuale PRP e Piano Regolatore (PR) dell'Agglomerato Industriale di Portovesme

Con Decreto del Ministero dei Lavori Pubblici del 16 aprile 1971 è stato approvato il Piano Regolatore del Porto (PRP) di Portovesme. Il PRP fu inizialmente tenuto separato dal Piano Regolatore (PR) dell'agglomerato industriale di Portovesme approvato con DPCM in data 28 novembre 1977. Questa separazione ha comportato che la realizzazione delle opere portuali non procedesse con lo stesso ritmo di crescita del polo industriale. Successivamente, negli anni '80, nell'ambito della prima variante al PR dell'area industriale approvata con Decreti dell'Assessorato agli Enti Locali n. 2017/U del 31/12/1981 e n. 462/U in data 20/4/1982, è stato previsto che il Porto di Portovesme fosse incluso quale parte integrante del PR e ne venisse affidata la gestione al Consorzio per il Nucleo di Industrializzazione del Sulcis Iglesiente, in modo che fosse questo stesso ente a prospettare le esigenze e ad approvare la realizzazione delle opere (al Consorzio per il Nucleo di Industrializzazione del Sulcis Iglesiente, Piano Regolatore Agglomerato

Industriale di Portovesme, Relazione Variante n.1 del 25/9/81 riportata in allegato al Decreto n. 2017/U del 31/12/1981).

Nel 2000 il PR è stato oggetto della seconda variante (Assessorato degli Enti Locali, Finanze e Urbanistica - Determinazione del Direttore Generale n. 1256/PC del 10/10/2000).

Dall'esame della seguente figura in cui è riportata la zonizzazione del PR del Consorzio risulta che:

- La Stazione Utente è prevista in "aree disponibili per insediamenti industriali";
- Il cavidotto terrestre interessa percorsi stradali e nel tratto terminale "aree disponibili per insediamenti industriali".

L'area individuata per la realizzazione del progetto risulta quindi idonea allo scopo, salvo acquisizione della preventiva approvazione da parte del Consorzio Industriale di Portovesme.

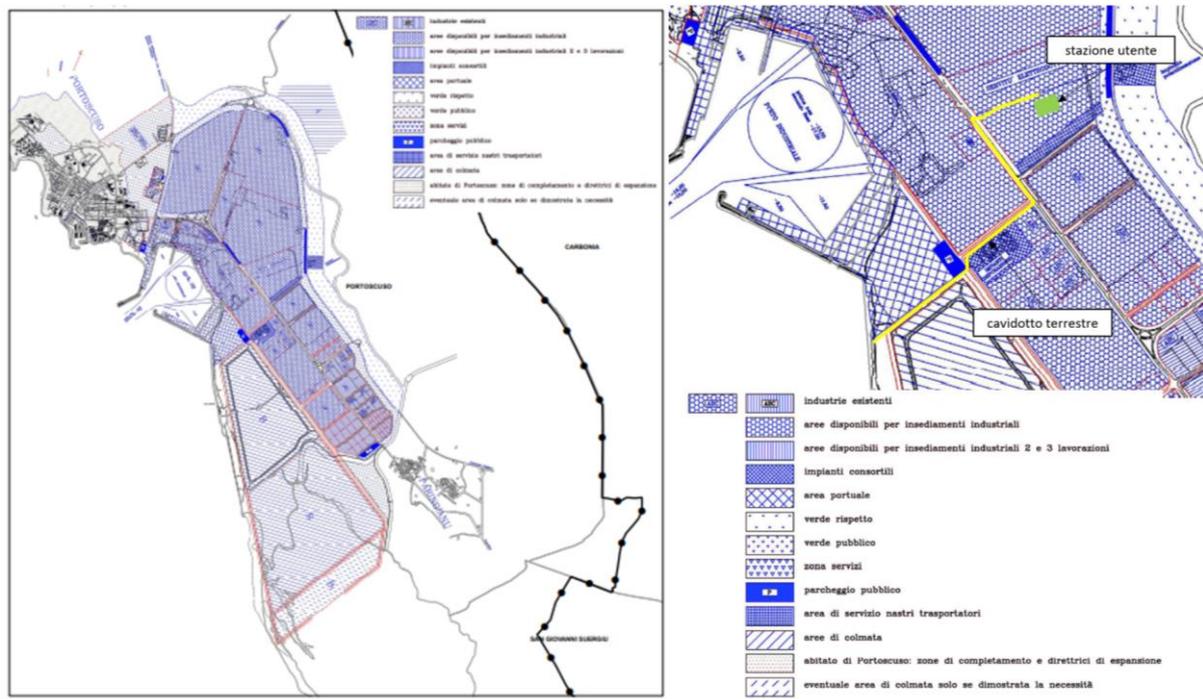


Figura 4-28 – Piano Consortile (Fonte_ Tavola D2 del PUC di Portoscuso)

4.2.5 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del bacino unico regionale PAI è redatto ai sensi della legge n. 183/1989 e del decreto-legge n. 180/1998, con le relative fonti normative di conversione, modifica e integrazione.

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. Il PAI ha valore di piano territoriale di settore e prevale sui piani e programmi di settore di livello regionale.

Il PAI è stato approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n.67 del 10.07.2006 con tutti i suoi elaborati descrittivi e cartografici.

Tra gli aggiornamenti successivi si evidenziano in particolare:

- aggiornamento delle Norme di Attuazione con la Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 1 del 16/06/2020 e con il Decreto del Presidente della Regione n. 94 del 16 settembre 2020 (BURAS n. 58 del 24 settembre 2020);
- l'aggiornamento delle Aree a Pericolosità Idraulica e Geomorfologica contenute nello Studio di compatibilità idraulica e geologica-geotecnica presentato dal Comune di Portoscuso approvato con Deliberazioni del Comitato Istituzionale n. 5 del 17/05/2016.

Per la realizzazione della porzione di progetto *onshore*, sono stati analizzati gli stralci delle mappe PAI della Regione Sardegna che disciplinano il governo del territorio in materia di alluvioni e frane.

In particolare, come visibile in **Figura 4-29** e **Tavola 20**, il tracciato del cavidotto elettrico terrestre, lungo circa 2 km, effettua la propria corsa lungo una viabilità esistente e non incontra alcuna zona a pericolosità di alluvione (art. 8 NTA). Neppure l'area prevista per la realizzazione della Stazione Utente interferisce con vincoli del PAI; idem per il tracciato del cavidotto che la conetterà alla Stazione Terna esistente.

Per tale ragione, la porzione di cavidotto elettrico *onshore* risulta coerente nei confronti del vincolo qui analizzato (PAI – parte idraulica).

Ancora, come visibile in **Figura 4-30** e **Tavola 21**, nessuna parte terrestre del progetto interferisce con i vincoli da frana del PAI; ciò è coerente con la situazione geomorfologica in cui si inseriscono le opere da realizzare.

Per tale ragione, vi è totale coerenza della porzione *onshore* del progetto nei confronti del vincolo qui analizzato (PAI – parte frane).

Pertanto, nell'ambito del sito di progetto per le aree a terra, non si riconoscono condizioni, potenziali e/o in atto, di rischio o pericolosità idrologiche e idrauliche, forme d'erosione o anomalie morfologiche che andrebbero a condizionare la progettazione delle opere previste.



Figura 4-29 – il tracciato del cavidotto non interferisce con le fasce di pericolosità per alluvione del PAI; lo stesso dicasi per l’allaccio alla Stazione Terna e per la Stazione Utente

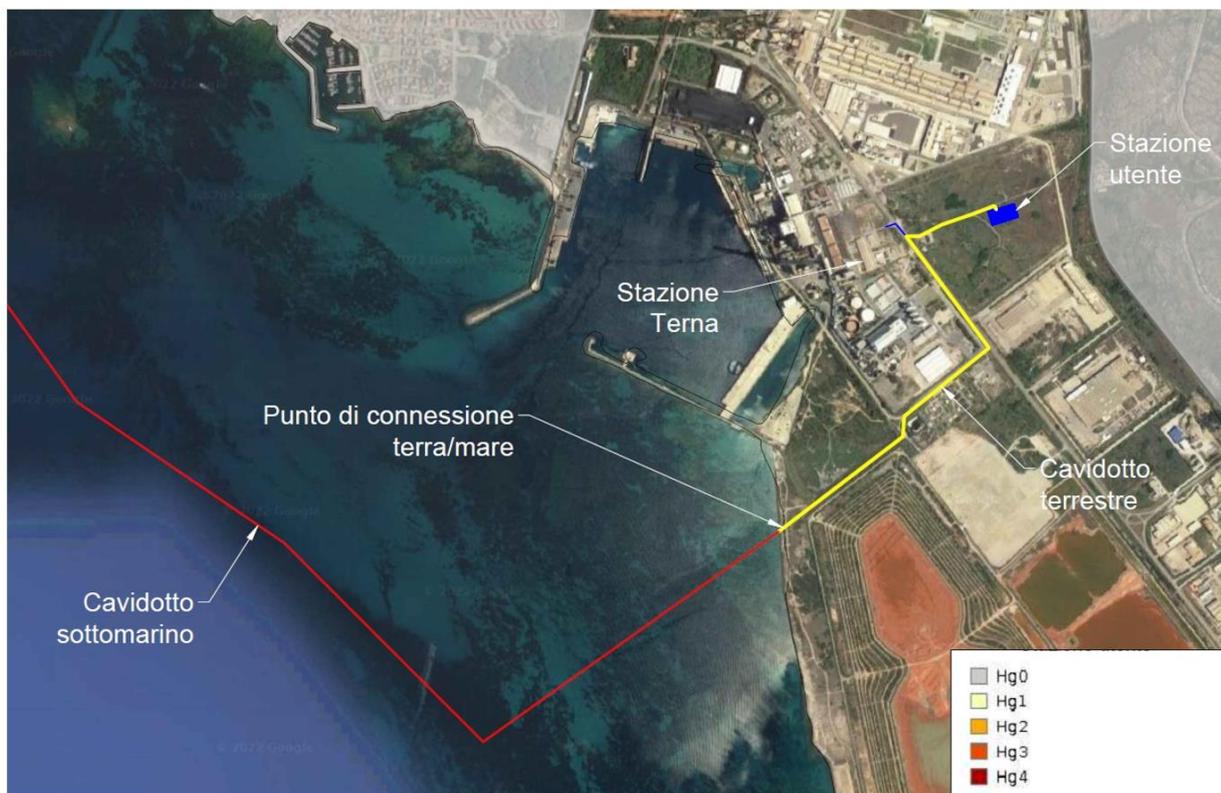


Figura 4-30 – la parte *onshore* di progetto non interferisce con alcun tipo di vincolo geomorfologico del PAI

4.3 Inquadramento geologico e geomorfologico

I territori dell'attuale blocco Sardo-Corso, derivano dalla separazione di un lembo dell'Europa continentale (in corrispondenza di quelle che attualmente sono le coste mediterranee della Spagna e della Francia) avvenuta tra l'Oligocene ed il Miocene tramite fenomeni di rifting e drifting che portarono allo spostamento ed alla rotazione verso sud est del blocco fino alla posizione attuale. Ma la storia geologica che ha influenzato la Sardegna parte nel Precambriano, con l'espansione della porzione del fondo oceanico posto tra quello che è definito il continente Gondwaniano e quello Armoricano, questa fase si protrae fino all'Ordoviciano Inferiore. In relazione a questo periodo si hanno sedimenti di probabile origine marina, interessati da fenomeni di metamorfismo di vario grado, a seconda dell'area di deposizione (Quarziti, metacalcari, filladi ecc). Segue una lunga fase di convergenza tra i due continenti con subduzione diretta sotto il margine Gondwaniano, come indicato dalla presenza di rocce vulcaniche databili all'Ordoviciano probabilmente legate da un arco magmatico di tipo Andino. Si parla perciò di Fase Sarda dell'Orogenesi Caledoniana, con blanda tettonica compressiva che ha interessato solo parzialmente la Sardegna. Nel Siluriano inizia un periodo di subduzione di crosta oceanica al di sotto del continente Armoricano, mentre il margine Gondwaniano rimane passivo per tutto il Devoniano. In questa fase viene generato il secondo ciclo sedimentario che interessa la Sardegna, inizia nell'Ordoviciano superiore e arriva al Carbonifero inferiore. Anche i sedimenti relativi a questo periodo sono di origine marina, interessati da fenomeni metamorfici di vario grado. Nel Carbonifero l'Orogenesi Ercinica determinerà la chiusura dell'oceano e l'impilamento delle

diverse unità tettoniche. La placca Paleo-Africana e quella Paleo-Europea si uniscono formando la Catena Ercinica, di cui la futura Sardegna è un piccolo lembo. In questa fase, fino al Trias medio, i sedimenti sono prevalentemente di origine continentale ed iniziano i processi erosivi che determinano la peneplanazione dei sedimenti marini deposti fin dall'Ordoviciano Superiore. Nel Carbonifero subentra una fase distensiva caratterizzata da un intenso plutonismo e vulcanismo: si ha una riduzione dello spessore della crosta in seguito alla formazione di faglie listriche e magmi anatectici, che risalgono in superficie dalle discontinuità tettoniche dando vita ad attività vulcanica. Tra il Carbonifero superiore e il Permiano inferiore sono presenti un intenso plutonismo e una costante attività vulcanica. Alla sedimentazione continentale dell'intervallo post-Orogenetico sono dunque associate le rocce magmatiche sia di tipo intrusivo (Granitoidi) che effusive. All'inizio del Mesozoico inizia la frammentazione del supercontinente (Pangea), che porterà ad una fase durante la quale si susseguono una serie di trasgressioni e regressioni marine. Con l'apertura dell'Oceano Atlantico e la separazione della Paleo-Africa dall'Eurasia, la Sardegna entra a far parte del margine meridionale del continente Europeo. Nel Cenozoico sono avvenuti importanti eventi tettonici e magmatici legati ai fenomeni Orogenetici Alpini e Appenninici, che hanno prodotto vulcanismo e magmatismo e modellato l'attuale morfologia. All'inizio del Pliocene in alcune zone della Sardegna avvennero delle trasgressioni localizzate, come nel Golfo di Orosei, a cui fece seguito nel Pliocene medio, una situazione di emersione generalizzata, con qualche ingressione marina nei periodi caldi Pleistocenici.

Come risultato di quanto detto la Sardegna è caratterizzato da differenti complessi geologici. Tali complessi sono costituiti da rocce metamorfiche, ignee e sedimentarie, con potenza ed estensione estremamente variabile. I termini ignei, sia effusi che intrusivi, si rinvengono diffusamente in gran parte dell'Isola, mentre i termini metamorfici affiorano essenzialmente nei settori meridionali e settentrionali della stessa. Le rocce sedimentarie sono generalmente meno frequenti delle precedenti e si rinvengono prevalentemente nei settori centrali del territorio sardo e in corrispondenza del graben del Campidano.

In particolare nelle zone di intervento a terra sono presenti depositi eolici (Subsistema di Portsocuso), si tratta generalmente di depositi sabbiosi ben classati ma fortemente bioturbati (Pleistocene superiore). Mentre nella parte a mare, i risultati delle indagini geofisiche disponibili hanno permesso a vari autori di ipotizzare la presenza di affioramenti di rocce vulcaniche in alcune zone della piattaforma continentale e di depositi sedimentari fini di progradazione nelle porzioni di margine.

4.3.1 Inquadramento sismico

La Sardegna è considerata una zona stabile dal punto di vista tettonico; pochi terremoti hanno interessato l'Isola nel tempo e comunque di bassa intensità, mai superiori al 6° della scala Mercalli, pertanto, è ritenuta in particolare dal GNDT (Gruppo Nazionale per la Difesa dai Terremoti) come un'area caratterizzata da una bassa sismicità.

Sulla base dell' Ordinanza n.3274 del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20 marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e normative tecniche per le costruzioni in zona sismica)" - pubblicata sulla G.U. Parte I - n. 72 del 8 maggio 2003, la Protezione Civile ha realizzato, nel 2014, una Carta delle zone sismiche del territorio nazionale, con indicati i limiti comunali, e a ciascuna di loro ha assegnato un valore di pericolosità compreso, in senso decrescente, tra da 1 e 4. Tutto il territorio sardo ricade nella zona 4 ed è caratterizzato da un'attività sismica molto bassa, la meno intensa di tutto il territorio italiano.

4.4 Inquadramento meteomarinario

4.4.1 Caratterizzazione batimetrica

L'ambito territoriale del Mar di Sardegna e il Canale di Sardegna è caratterizzato da un andamento batimetrico con profondità contenute nei primi 30km da costa, mentre allontanandosi dal limite delle 12 miglia le profondità precipitano raggiungendo velocemente i -1000m. La zona di progetto è compresa tra profondità che vanno dai -200 m ai -450 m.

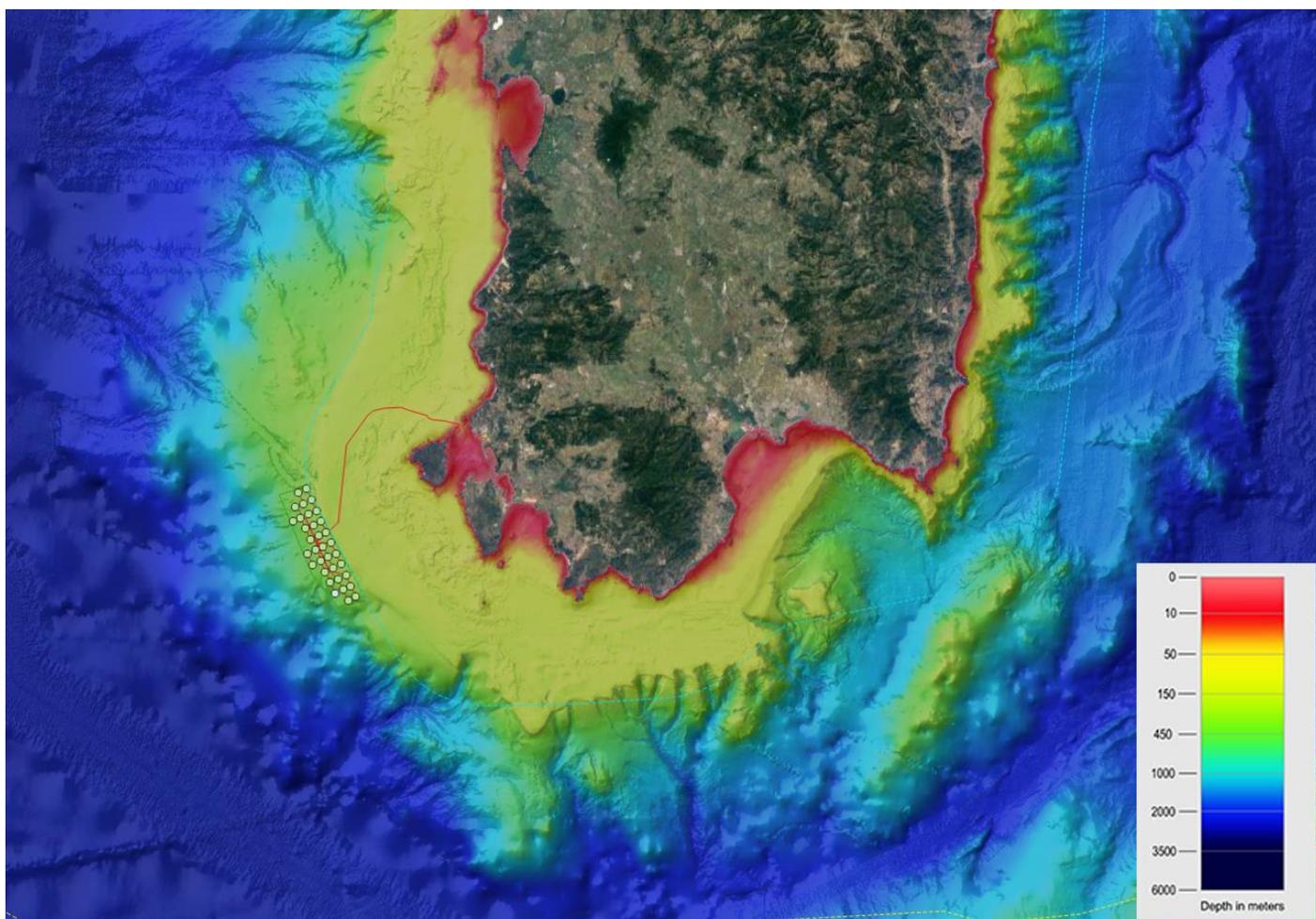


Figura 4-31 – Batimetria dell'area di interesse

4.4.2 Inquadramento oceanografico

Nel Mar Mediterraneo è presente un sistema di circolazione determinato dalla distribuzione spaziale e temporale del vento atmosferico alla superficie del mare, dai flussi di calore e di acqua (flussi di densità) che trasferiscono energia attraverso l'interfaccia aria/acqua e dal flusso di massa attraverso lo stretto di Gibilterra.

Per effetto del bilancio del calore e del bilancio d'acqua nello Stretto di Gibilterra si generano l'ingresso di una corrente superficiale di acqua atlantica (AW Atlantic Water), relativamente fredda e poco salata, e

l'uscita di una corrente profonda caratterizzata da un tipo d'acqua con caratteristiche tipiche del Mar Mediterraneo, relativamente più calda e salata, quindi più profonda.

Questo tipo di circolazione è nota come circolazione anti-estuarina che condiziona la distribuzione spaziale (sia orizzontale che verticale) delle caratteristiche idrologiche delle masse d'acqua dell'intero Mar Mediterraneo. (Le linee tratteggiate rappresentano: in giallo l'acqua superficiale atlantica (AW), in rosso l'acqua intermedia di origine levantina (LIW), ed infine in blu le celle meridionali indotte dalle acque profonde)

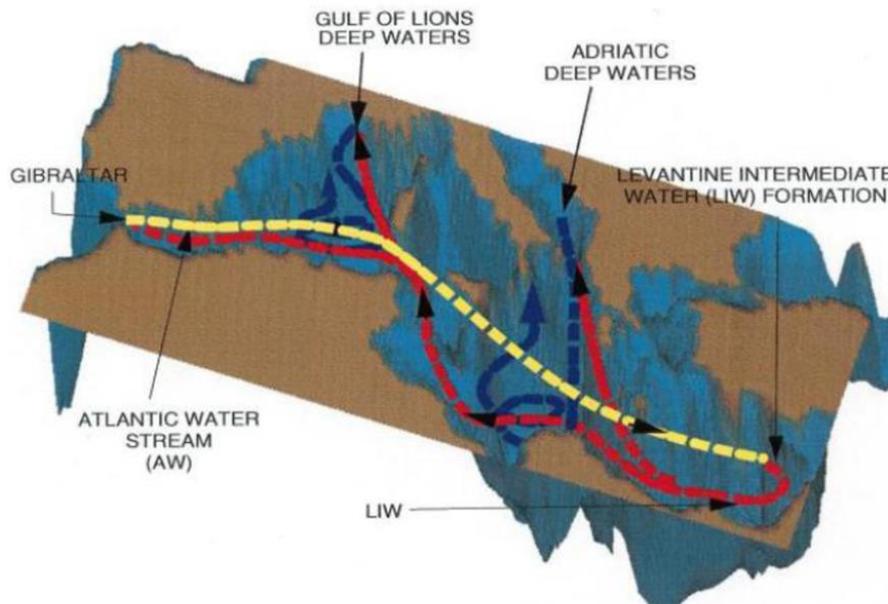


Figura 4-32 – Schema della circolazione termoalina che caratterizza il bacino del Mediterraneo

Per quanto riguarda la circolazione generale del Mare Mediterraneo, questa, come quella di tutte le principali aree oceaniche del mondo, è condizionata dagli effetti combinati del vento e dei flussi di galleggiabilità. La circolazione generale del bacino (circolazione superficiale e intermedia) è stata descritta da Pinardi, Zavatarelli et al. nel 2015, analizzando i dati di rianalisi riguardanti il periodo 1987 - 2017, ottenuti da Adani, Dobricic e Pinardi nel 2011. Di seguito, in figura, vengono individuate le principali strutture della circolazione rappresentate nell'area di interesse (1f e 1g per le correnti superficiali e la 3a per le intermedie).

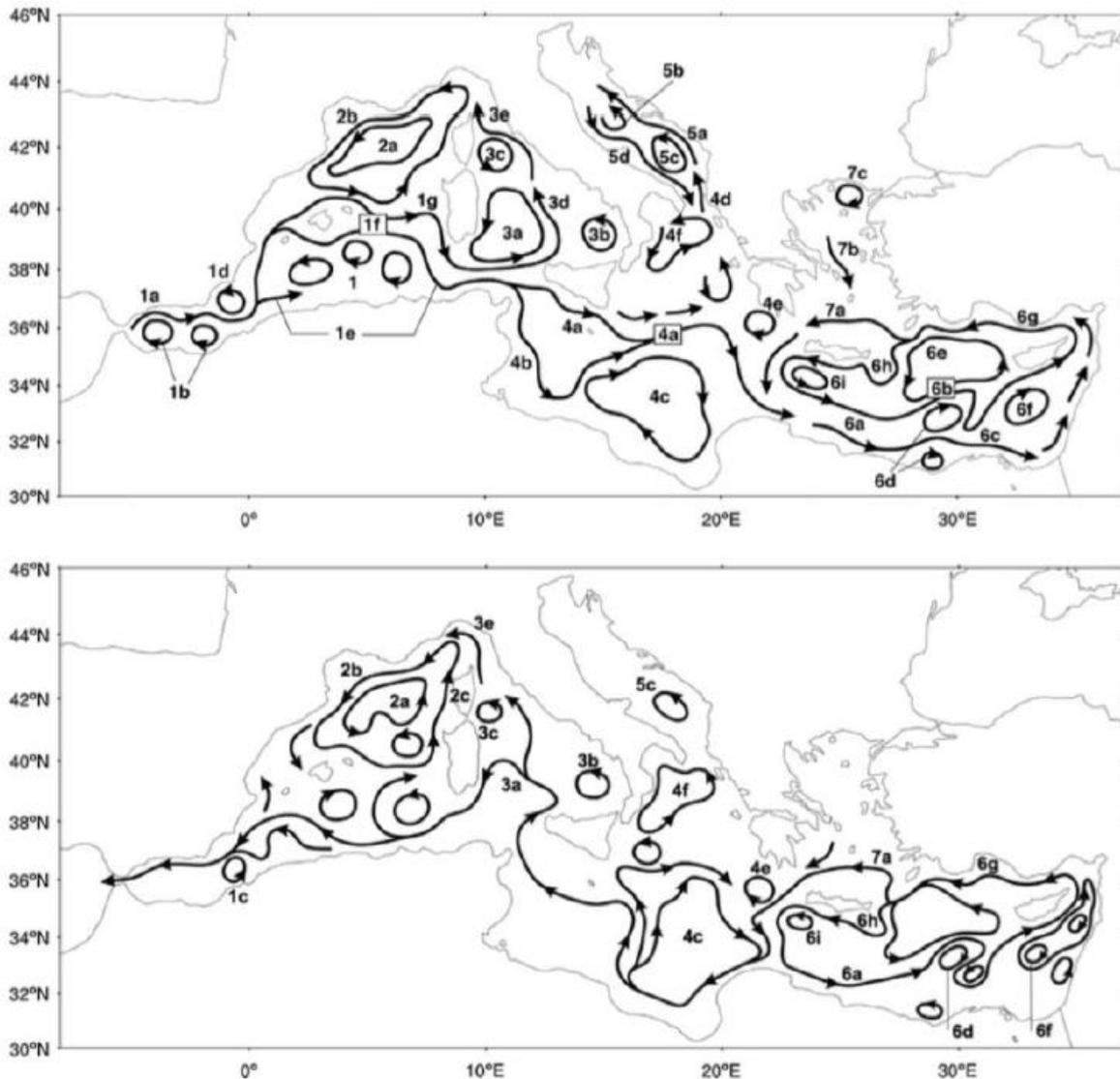


Figura 4-33 – Schema della circolazione superficiale (sopra) ed intermedia (sotto) che caratterizza il bacino del Mediterraneo

Per quanto riguarda la circolazione idrica e il livello di salinità, le caratteristiche del Mar di Sardegna sono largamente influenzate dalla dinamica nell'intero bacino del Mediterraneo. Infatti, l'attrito tra le coste algerine e la corrente proveniente dall'Oceano Atlantico determina la formazione di vortici a mesoscala che influenzano la dinamica superficiale mentre la circolazione nella zona intermedia e profonda risente delle masse d'acqua generate nella parte orientale del bacino mediterraneo. Il campo delle correnti superficiali nella parte meridionale del Mar di Sardegna è caratterizzato da velocità molto moderate, tipicamente inferiori a 0.5 m/s.

Il livello di salinità nel Mediterraneo è invece generalmente alto a causa dell'esigua comunicazione idrica con gli oceani, oltreché a causa dell'elevato tasso di evaporazione. La salinità media si aggira attorno al 38,5‰ con un livello locale variabile tra il 36‰ e 39‰ muovendosi dalle regioni dello Stretto di Gibilterra verso il Mar di Levante.

4.4.3 Regime dei venti

Il profilo anemologico della località, inteso come mappa di intensità e direzione del vento statisticamente significative per il sito, è stato elaborato sulla base di diversi dati estratti dal database ERA5 a 150m aggiustati alla velocità predetta dal Global Wind Atlas.

La rosa dei venti che ne deriva è mostrata nella figura successiva:

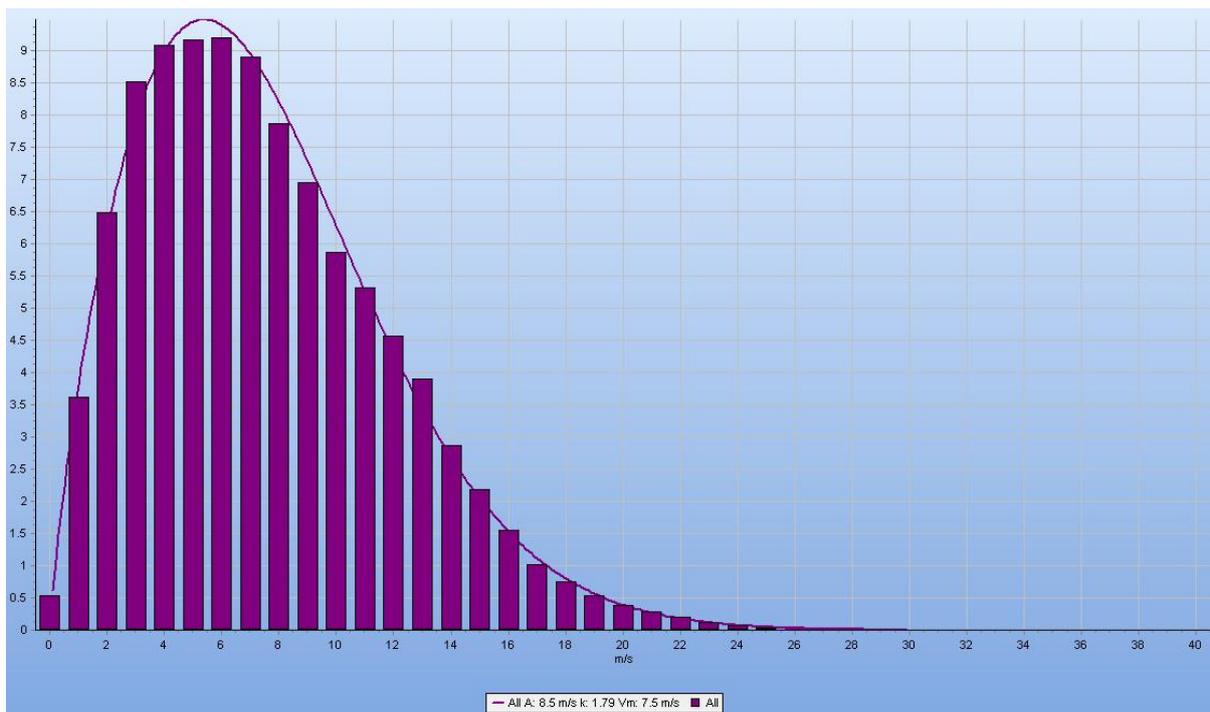
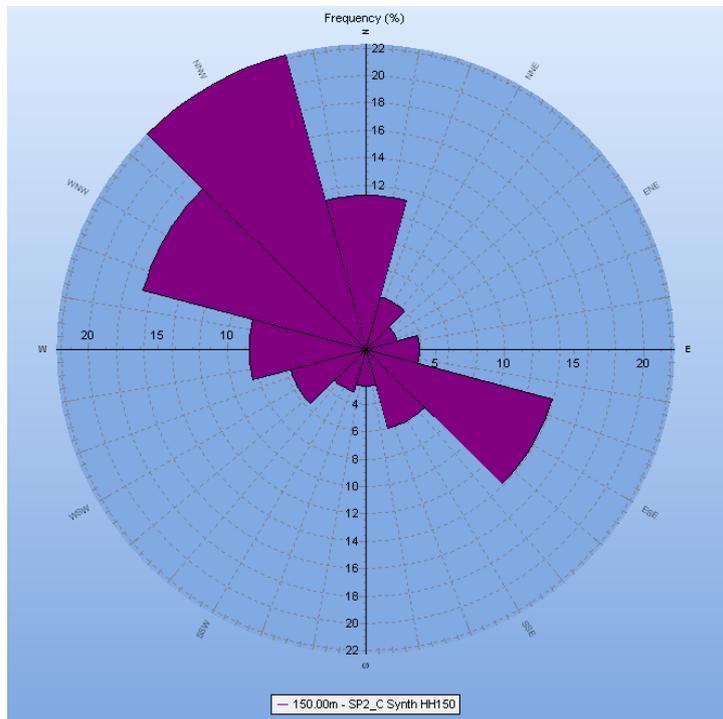


Figura 4.34 – Rosa dei venti (sopra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (sotto)

4.4.4 Regime di Moto Ondoso

Il clima di moto ondoso nell’area del parco eolico è stato stimato sulla base dall’elaborazione di dati di rianalisi climatica del database ERA5 disponibile sul sito Copernicus Climate Data Store. In particolare è stata utilizzata una serie temporale, estratta su base trioraria, relativa al periodo 2016 – 2021, in corrispondenza del punto di coordinate Lat 39.03 °N Lon 8.01 °E posto a circa 2 km a nord-est del sito di progetto a profondità confrontabile.

I risultati dell’analisi mostrano un clima dominato dalle onde provenienti dal secondo e dal quarto quadrante, con le onde maggiori associate ai settori di traversia maestrale e scirocco e con valori massimi dell’ordine di 4-5m di altezza significativa, e periodi tipicamente compresi tra i 3÷12 secondi.

Le distribuzioni delle altezze d’onda significative in funzione della direzione di provenienza sono riportate in Tabella 4-2 e in Figura 4-35.

Dir (°N)	Hs (m)																Tot	
	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0		
0	2.01	1.29	0.58	0.12	0.04	0.03	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.09
30	1.41	0.68	0.29	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.43
60	1.30	0.71	0.24	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.27
90	1.21	0.63	0.33	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.32
120	3.14	5.78	2.59	0.98	0.43	0.19	0.14	0.03	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.29
150	1.71	2.41	0.67	0.13	0.08	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.02
180	0.47	0.75	0.30	0.11	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.66
210	0.47	0.66	0.31	0.09	0.06	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.61
240	0.73	2.13	1.64	1.04	0.88	0.63	0.34	0.10	0.05	0.01	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.59
270	1.01	2.85	1.97	1.47	0.88	0.56	0.29	0.19	0.10	0.01	0.03	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	9.38
300	2.32	4.81	3.42	2.18	1.47	1.00	0.62	0.36	0.25	0.11	0.07	0.05	0.01	0.02	0.00	0.01	0.01	16.68
330	6.83	9.73	6.45	4.00	2.42	1.57	0.89	0.73	0.52	0.25	0.17	0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	33.65
	22.60	32.43	18.78	10.33	6.32	4.02	2.29	1.42	0.94	0.38	0.30	0.14	0.03	0.02	0.00	0.01	0.01	100.00

Tabella 4-2- Distribuzione direzionale dell’altezza d’onda significativa (ERA5)

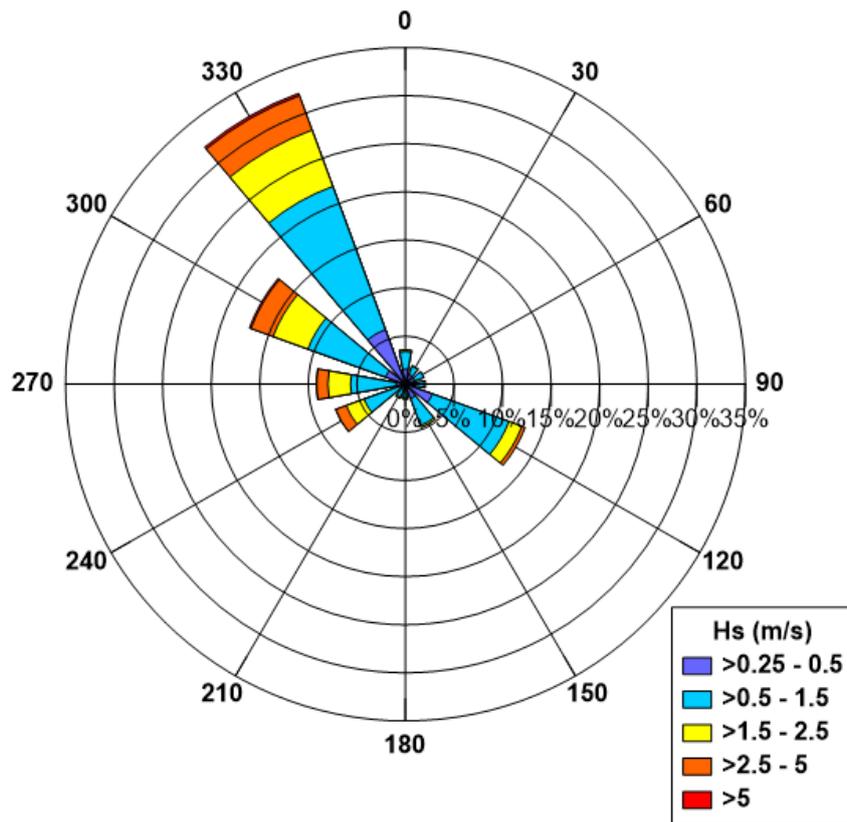


Figura 4-35 - Rosa di distribuzione del moto ondoso (convenzione Metereologica) (ERA5)

4.5 Analisi degli aspetti socioeconomici

4.5.1 Lo scenario economico-sociale del territorio

Un aspetto rilevante per la selezione delle aree ideali in cui realizzare un hub energetico innovativo in mare si basa anche sulle componenti sociali ed economiche che caratterizzano il territorio limitrofo. Difatti, le sinergie con le aziende locali consentono di costituire una filiera produttiva che apporta grandi benefici finanziari al progetto in questione, oltre che garantire ricadute positive su vari settori in maniera diretta e indiretta.

I dati sono aggiornati al 2020 e coprono quindi il periodo investito dalla prima ondata di contagio da COVID-19. Le imprese che operano in Sardegna nel 2020 sono 144.128, in aumento di 1.006 unità rispetto al 2019. La forzata sospensione o la limitazione delle attività di molti settori economici non sembra aver intaccato lo *stock* complessivo delle imprese esistenti, ma ha avuto un impatto più immediato sul flusso di iscrizioni e cancellazioni.

Le imprese nate in Sardegna nel 2020 sono 7.876, mentre 7.463 sono quelle che cessano la loro attività: rispetto all'anno precedente le iscrizioni sono diminuite del 15% e le cessazioni del 17,3%.

In Sardegna nel 2020 si contano ben 89,8 imprese ogni mille abitanti, valore che supera quello del Centro-Nord (87,2) e che si distanzia maggiormente da quello del Mezzogiorno (85,3).

In un anno si registra un aumento della densità imprenditoriale nell'Isola (+1,4%), in linea con l'andamento per il Mezzogiorno (+1,6%), mentre nel Centro-Nord la riduzione della numerosità delle imprese (-6.977) determina una sostanziale stabilità dell'indice nel 2020.

Le variazioni dell'ultimo anno per Sardegna e Mezzogiorno amplificano quanto già in corso dal 2016, con un aumento della densità imprenditoriale (rispettivamente +1% e +1,3% in media nel quinquennio).

La fase di realizzazione e di esercizio delle opere potrà quindi incidere sull'assetto economico locale generando opportunità di lavoro diretto ed indotto.

Gli effetti economici sul contesto locale potranno essere rappresentati dalla necessità di occupare e coinvolgere personale specializzato nelle attività relative alla realizzazione delle opere in progetto, sia in ambito onshore, che in ambito offshore, nelle attività di manutenzione dell'impianto e alle attività di sorveglianza in mare.

Altre opportunità di sviluppo economico sono legate alla futura necessità di eseguire piani di monitoraggio periodici (ad esempio monitoraggio acqua marina, fauna marina, avifauna, ecc..).

4.5.2 Il turismo

In seguito all'emergenza sanitaria, sociale ed economica legata al COVID-19 il turismo risulta uno dei settori maggiormente colpiti.

Le previsioni dell'Organizzazione Mondiale del Turismo (OMT sigla ufficiale in italiano, mentre UNWTO è la sigla inglese di United Nations World Tourism Organization), pubblicate nella precedente edizione del Rapporto, erano state molto ottimistiche rispetto a quanto realmente registrato nel corso del 2020. Infatti, i dati più aggiornati indicano un calo dei turisti internazionali del 74% a livello globale (UNWTO, 2021).

Si tratta di una crisi senza precedenti visto che non è paragonabile alla diminuzione registrata nel 2009, in seguito alla crisi finanziaria mondiale, che fu pari a -4%.

Secondo un panel di esperti, una ripresa dei flussi potrebbe verificarsi a partire dal 2022; non è previsto un ritorno a livelli pre-pandemia prima del 2023.

Secondo la maggior parte degli intervistati occorreranno tra i due anni e mezzo e i quattro anni per registrare dati simili a quelli del 2019 (UNWTO, 2021).

Secondo l'UNWTO cambieranno anche le abitudini dei turisti. Crescerà infatti la domanda per attività all'aperto e legate alla natura; il turismo nei confini nazionali, di prossimità e quello lento guadagneranno un interesse sempre maggiore.

Per quanto riguarda l'Italia, l'UNWTO indica che nel 2020 i turisti internazionali sono diminuiti del 61%⁶⁹. La diminuzione maggiore è stata rilevata nel mese di aprile (-90%), quando vi era una completa chiusura dei confini. Nei mesi estivi invece, col venir meno di alcune restrizioni, si è assistito ad una ripresa dei flussi (-55%, -45%, -47% rispettivamente nei mesi di luglio, agosto e settembre).

Secondo i dati provvisori del Servizio della Statistica Regionale, nel 2020 gli arrivi in Sardegna hanno registrato un calo del 57,2% e le presenze del 58,3%. È importante notare che la diminuzione maggiore è nella componente straniera (-80% circa di presenze), mentre quella nazionale (-36% circa) ha evidenziato segni di ripresa nel mese di agosto, in linea con la media italiana. Tra le province, Oristano e Nuoro hanno registrato la diminuzione minore (-50% circa) mentre Sassari e Cagliari quella maggiore (-62% circa).

5 DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO

Il progetto prevede l'installazione offshore di 33 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno e di 1 aerogeneratore di potenza nominale di 9.0MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 504.0 MW ad una distanza minima di circa 23km dall'Isola di San Pietro e 28km dall'Isola di Sant'Antioco (SU).

Date le profondità dell'area di progetto tra i 200m e i 450m la tecnologia utilizzata per gli aerogeneratori sarà a turbine eoliche galleggianti. Detta tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in luoghi particolarmente favorevoli che altrimenti inutilizzabili a causa della profondità di fondale.

5.1 Aerogeneratori

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a 3 pale, sorretti da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è collegata al fondo del mare attraverso ancore collegate da linee di ormeggio. Le caratteristiche principali del progetto sono presentate nella seguente tabella:

ELEMENTO	DESCRIZIONE
Turbina	Ad asse orizzontale
Piattaforma flottante	Con camere tubolari in acciaio di 8 m di diametro
Ancoraggio	Puntuale nel fondale
Numero di linee di ormeggio per turbina	3
Vita nominale del parco eolico	30 anni
Numero di turbine	34
Potenza della singola turbina	15 MW e 9.0MW
Potenza totale installata	504.0 MW
Producibilità del parco eolico	Equivalente al consumo medio di elettricità domestica di circa 538'000 famiglie

Tabella 5.1 – Principali caratteristiche del parco eolico di progetto

In questa fase preliminare si sono individuati diversi fornitori di aerogeneratori con i quali sono in corso le interlocuzioni necessarie al fine di arrivare alla scelta della migliore turbina per il sito in esame. Tale scelta dovrà tener conto di diversi fattori tra cui le caratteristiche climatologiche del sito e la disponibilità sul mercato delle turbine nel momento in cui si otterranno le necessarie autorizzazioni e saranno prossime le fasi di costruzione dell'impianto. Al momento le turbine selezionate per il calcolo di producibilità sono rappresentate da una produzione VESTAS ma si considera la possibilità di utilizzare turbine equivalenti di altri produttori.

Design di aerogeneratori adatti alle condizioni mediterranee saranno necessari per avere una maggiore producibilità, andando a ricercare maggiori efficienze nei range di vento tipici dell'area mediterranea.



Figura 5-1 – Turbina V236-15.0MW

Il rotore della turbina eolica da 15MW ha un diametro massimo di 236 metri, con una superficie spazzata di 43'742m².

Il rotore della turbina eolica da 9.0 MW ha un diametro massimo di 164 metri, con una superficie spazzata di 21'124m².

Le caratteristiche tecniche della turbina sono riportate nella tabella seguente:

CARATTERISTICHE GENERALI DELLE TURBINE		
Potenza nominale	15 MW	9.0 MW
Velocità di Cut-in	3 m/s	3 m/s
Velocità di Cut-off	30 m/s	25 m/s
Classe di ventosità (IEC)	S or S,T	S
Diametro del rotore	236 m	164 m
Area spazzata	43742m ²	21124m ²
Numero di pale	3	3
Altezza del mozzo sul m.s.l.	150 m / a seconda del sito	150 m / a seconda del sito

Tabella 5-2 – Principali caratteristiche della turbina eolica

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento del vento, sistema di regolazione della pala, sistema di raffreddamento) ed elementi di sicurezza (illuminazione, estintori, freni).

Le pale sono costruite in fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi. La torre eolica è realizzata in acciaio e divisa in diverse sezioni. Il suo diametro varia da 8m alla base a ca. 5m in cima. Essa contiene strutture interne secondarie (piattaforme, scale, montacarichi), materiale elettrico e dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori). Le sezioni della torre sono assemblate mediante flange bullonate.

Una volta installata la turbina eolica sulla sua fondazione galleggiante, l'altezza massima finale sarà non inferiore a 268 m (turbine da 15MW) e 232 m (turbina da 9.0MW) mentre il mozzo sarà ad una altezza non

inferiore a 150 m sul livello del mare. Le turbine eoliche sono configurate per iniziare a funzionare a partire da ca. 3 m/s di vento e per arrestarsi automaticamente quando il vento supera i 25 o 30 m/s.

Ogni turbina eolica è conforme agli standard internazionali per la sicurezza degli impianti.

La protezione delle turbine eoliche dalla corrosione dovuta all'ambiente marino è assicurata dall'applicazione di vernici anticorrosive non pericolose per l'ambiente (p.e. vernici non contenenti elementi organostannici) secondo la Normativa Europea.

Segnalazione aerea e marittima

La turbina sarà equipaggiata con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e del Comando Zona Fari della Marina Militare.

In particolare per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili alla marcatura dei parchi eolici in mare:

- Raccomandazione O-139 sulla segnalazione di strutture artificiali in mare;
- Raccomandazione E-110 sulle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione.

Queste raccomandazioni definiscono, in particolare, le dimensioni, le forme, il colore e il tipo (intermittente, fisso etc.) dei segnali luminosi o elettromagnetici da predisporre. Il piano di segnalamento marittimo sarà sottoposto al parere del Comando MARIFARI competente per la zona. Inoltre, come raccomandato da IALA O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche.

Infine ogni turbina eolica sarà inoltre dotata di un tag AIS (Automatic identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione.

5.2 Stazione di trasformazione offshore

La sottostazione di trasformazione (FOS) è il nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori di un sottoparco. Nel caso in esame, la sottostazione riceverà energia dalle 34 turbine al livello di tensione 66 kV operandone la trasformazione al livello di uscita HVAC 380 kV. Un elettrodotto in corrente alternata HVAC 380 kV provvederà dunque al trasporto di energia fino alla terraferma.

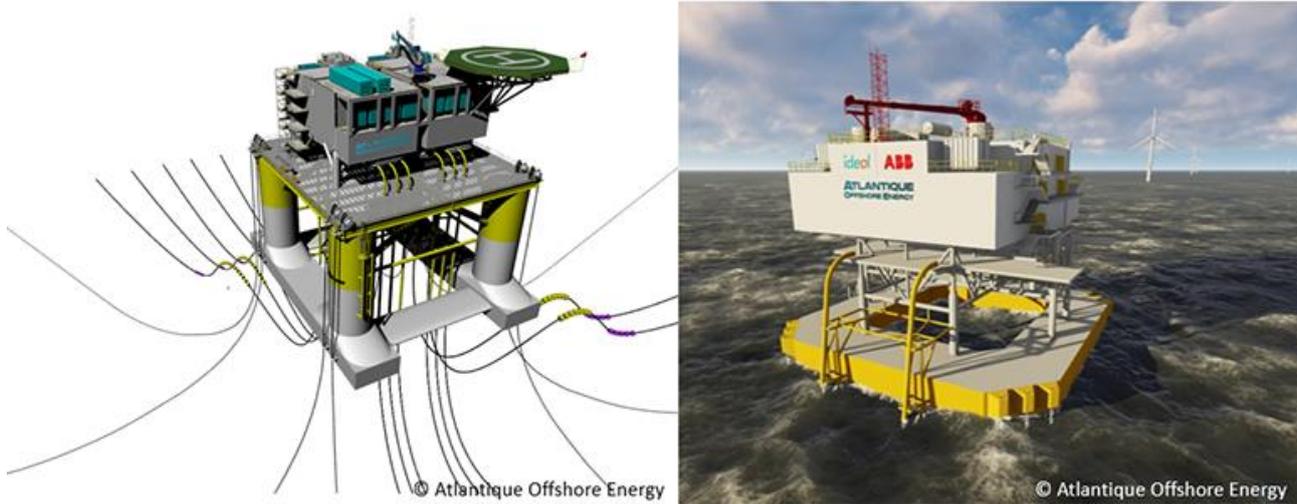


Figura 5-2 – Ipotesi di stazione di trasformazione off-shore galleggiante

La struttura è del tipo a impalcati su travi e presenta 4 piani per l’allocazione di impianti e servizi mentre l’impalcato di copertura è utilizzato come piattaforma di atterraggio dell’elicottero.

Oltre alle apparecchiature elettriche, la stazione offshore includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza;
- sistemi di comunicazione;
- gli alloggi temporanei per il personale e relativi servizi. Gli alloggi sono da intendersi per condizioni di emergenza e per ridotti periodi in cui gli equipaggi staranno a bordo.

La manutenzione, ed in generale l’accesso ad essa, sarà normalmente effettuata tramite un’imbarcazione di servizio che potrà attraccare alla struttura in una zona apposita servita da scale per permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro.

La FOS sarà assemblata a terra, trasportata presso l’area di installazione a mare mediante rimorchiatori e vincolata ai sistemi di ormeggio.

5.3 Struttura di galleggiamento della turbina

Il progetto prevede l’utilizzo delle fondazioni di tipo galleggiante (floating) costituite da una struttura principale semisommersa con una chiglia sospesa funzionante da zavorra stabilizzante.

La caratteristica principale richiesta alle strutture galleggianti che ospitano le turbine eoliche è la stabilità e di conseguenza la capacità di ridurre le oscillazioni del sistema al fine di minimizzare il fenomeno di fatica a cui sono soggette le varie componenti.

In generale, due fattori importanti che contribuiscono ad incrementare la stabilità sono la quota del centro di gravità del sistema ed il sistema di ormeggio.

L'insieme strutturale è realizzato mediante assemblaggio di tubi in acciaio. Il sistema offre importanti vantaggi ambientali rispetto ai concetti di fondazioni galleggianti esistenti, in quanto consente l'utilizzo di processi di produzione, assemblaggio ed installazione molto semplificati e con minor consumo di materiali.

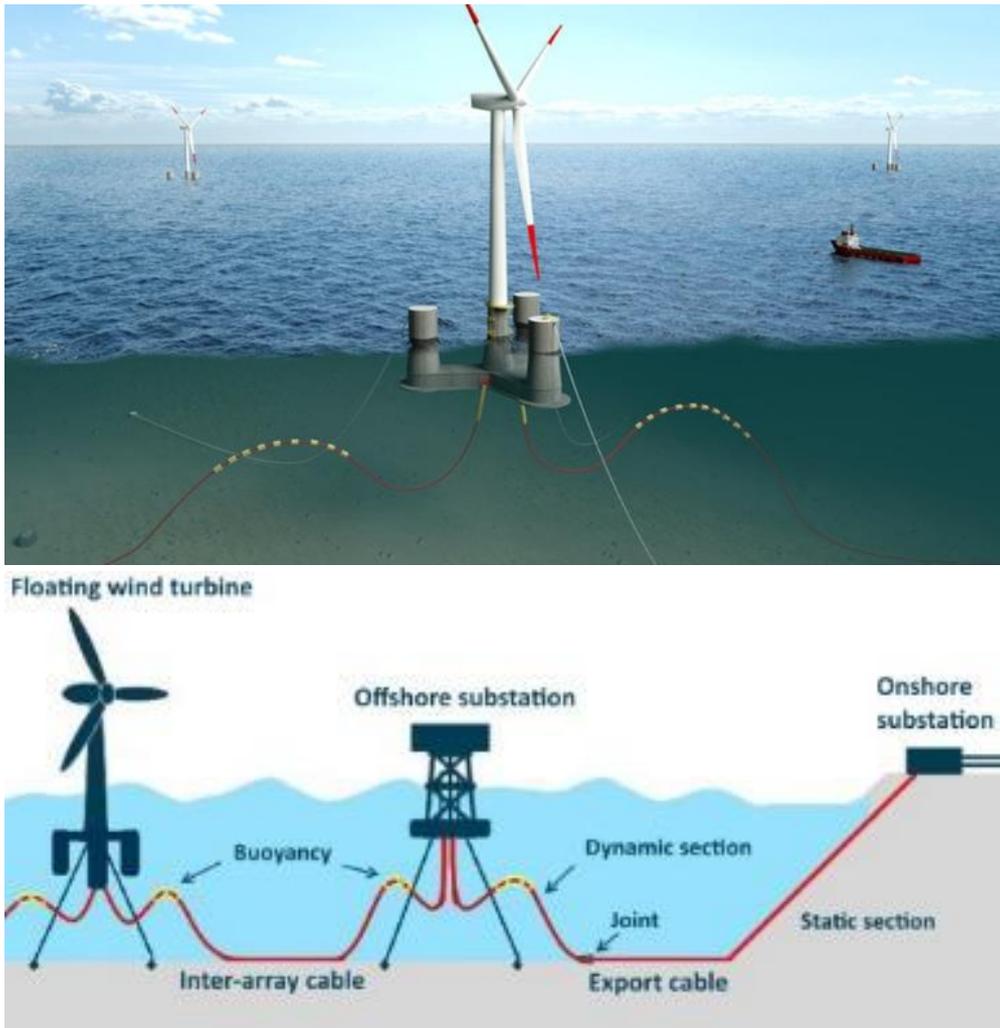


Figura 5-3 – Struttura di galleggiamento della turbina (Fonte 0)

5.4 Sistema di ancoraggio

La posizione delle turbine in mare sarà mantenuta grazie a sistemi di ormeggio ed ancoraggio il cui dettaglio sarà definito in funzione della natura dei fondali, una volta effettuate le operazioni di sondaggio geotecnico e geofisico. Sono state tuttavia già definite una serie di tecniche di ancoraggio, assumendo come obiettivo principale, oltre a quello di garantire la sicurezza marittima, quello di minimizzare l'impatto ambientale sui fondali.

L'individuazione del sistema di ormeggio più idoneo avverrà simulando il comportamento oltre che del sistema di ormeggio con catenaria, attualmente il più diffuso nelle installazioni off-shore, anche di sistemi tecnicamente più sofisticati, ottenuti mediante l'utilizzo di strutture puntuali sul fondale (Corpi morti, Pali infissi, Pali aspirati, Pali a vite). Il sistema di ancoraggio sarà soprattutto funzione della tipologia dei fondali, della stratigrafia e dal punto di vista del comportamento geotecnico.

La progettazione del sistema di ormeggio tiene conto delle combinazioni dei dati di vento (direzione, velocità, turbolenza), onda (orientamento, altezza, periodo) e delle correnti (profilo, orientamento, velocità).

Eventi estremi come il sisma sono considerati nella progettazione dell'intero sistema del generatore eolico galleggiante.

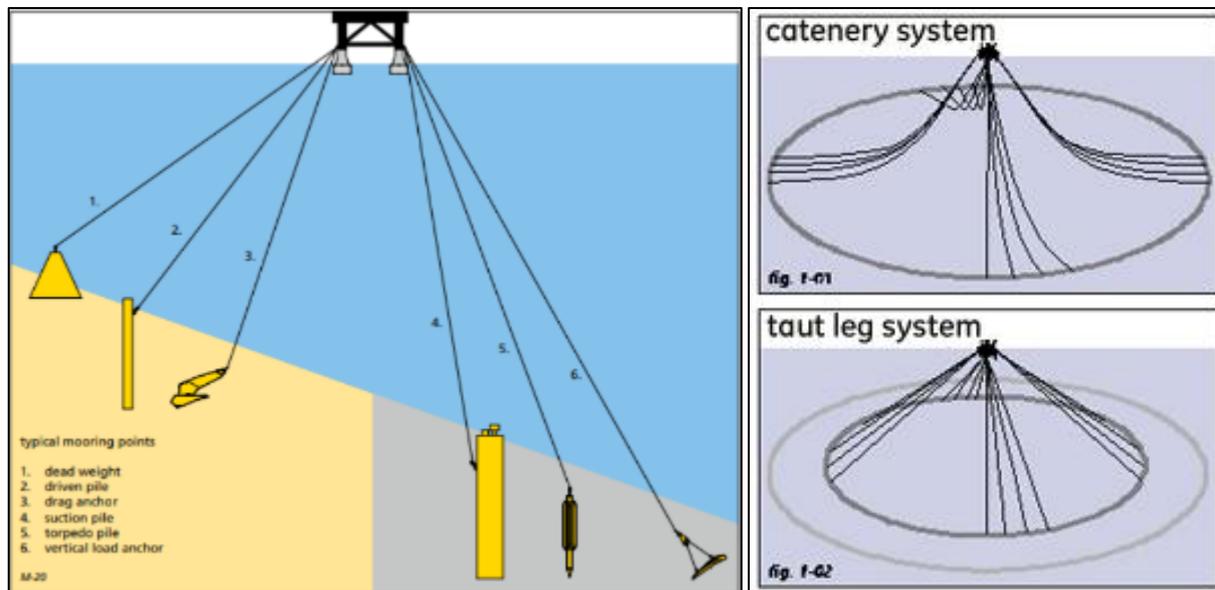


Figura 5-4 – Esempi di sistemi di ancoraggio

Ancore con trascinamento incorporato (Drag Anchors)

Questo tipo di ancoraggio viene rilasciato sul fondo del mare e trascinato per ottenere un affondamento adeguato. Il peso delle linee di ormeggio causerà una tensione della linea che guiderà l'ancora più in profondità. È caratterizzato da elevata capacità di carico orizzontale e verticale. Questi sistemi prevedono l'ormeggio mediante catenaria e risultano i più diffusi per l'ancoraggio di piattaforme off-shore.



Figura 5-5 – Esempio di ancora con trascinamento

Ancore a gravità (Deadweights)

L'ancora a gravità è la soluzione più semplice e consiste in un oggetto pesante posto sul fondo del mare per resistere a carichi verticali e/o orizzontali. La capacità di tenuta deriva principalmente dal peso dell'ancora e in parte dall'attrito tra l'ancora e il suolo. Sono fabbricati in cemento o ghisa. La loro geometria può essere più o meno complessa con lo scopo di aumentare il coefficiente di attrito tra ancoraggio e terreno, migliorando così il rapporto capacità di tenuta/peso.



Figura 5-6 – Esempio di ancore a gravità

Pali infissi (Drilled Piles)

Sono cilindri d'acciaio installati normalmente mediante battitura, vibroinfissione o spinta nel fondo del mare. L'ormeggio è collegato all'ancora attraverso un golfare che può essere installato in testa al palo o a livello intermedio.



Figura 5-7 – Esempio di palo infisso nel fondale marino

I pali infissi vengono solitamente installati con un telaio guida che consente al martello di infiggere verticalmente il palo nel fondo del mare.

Sono necessarie strumentazioni specifiche per verificare la penetrazione e l'orientamento stabiliti durante la progettazione.

Pali aspirati (Suction Buckets)

I pali infissi con aspirazione (Suction Buckets) vengono inseriti nel fondale del mare fino a raggiungere la profondità desiderata aspirando l'acqua e creando depressione all'interno del palo che spinge l'ancora ad affondare.



Figura 5-8 – Illustrazione di palo infisso per aspirazione

La procedura di installazione richiede strumenti specifici per le misurazioni della pressione dell'acqua all'interno e all'esterno del palo, la profondità di penetrazione raggiunta e l'angolo di inclinazione del palo.

Normalmente per l'installazione viene utilizzato un robot ROV (Remotely Operated Vehicle).

Pali a siluro (Torpedo Piles)

Questo tipo di ancoraggio viene calato sul fondo del mare con una grande forza che il suo stesso peso lo spinge sul fondo. L'approccio meno costoso per le turbine eoliche offshore che utilizzano sistemi di ormeggio verticali è una combinazione di siluro con una piastra condotta, che può ruotare quando viene applicata la tensione. Nel corso degli anni è stata realizzata una grande ricerca e sviluppo per l'ancoraggio di piattaforme petrolifere galleggianti con questo tipo di ancoraggio.



Figura 5-9 – Illustrazione di pali a siluro

Riepilogo sui dispositivi di ormeggio

Le caratteristiche principali dei sistemi di ormeggio sono riepilogate nella seguente tabella:

CARATTERISTICHE GENERALI DEI SISTEMI DI ORMEGGIO		
Tipo di ormeggio	con catenaria	con tiranti
Materiale delle linee di ormeggio	Catene	Cavi + catene
Numero degli ormeggi	3	3
Massa degli ormeggi	Rilevante	Modesta
Numero ancore	3	3
Tipo di ancora	Ancora con trascinamento	Corpi morti, Pali infissi, Pali aspirati, Pali a vite, Pali a siluri
Profondità di affondamento dell'ancora	variabile	variabile

Tabella 5-3 – Principali caratteristiche dei sistemi di ormeggio

5.5 Sistema di protezione catodica

La protezione delle fondazioni galleggianti contro la corrosione marina è assicurata dall'applicazione di vernici anticorrosione sui componenti esterni della struttura, combinata con l'installazione di un sistema a corrente impressa (ICCP) che garantisce la protezione catodica della struttura. La vernice utilizzata sarà basata sulle specifiche di vernice secondo standard internazionali e priva di componenti organostannici. Si tratta di sistemi diversi che dipendono dal tipo di struttura e dall'area di applicazione, ovvero:

- area sommersa;
- superficie esterna;
- area emergente;
- zona interna.

Le vernici utilizzate saranno conformi alla Direttiva 2004/42/CE del 21/04/04 sulla riduzione delle emissioni di composti organici volatili dovuta all'uso di solventi organici.

Non è prevista l'applicazione di un rivestimento contro la bio-colonizzazione sulle parti sommerse ma il peso aggiuntivo e gli sforzi idrodinamici associati a questa biocolonizzazione saranno tenuti in conto nella progettazione delle fondazioni galleggianti.

5.6 Architettura elettrica del parco

Il parco eolico offshore ha una potenza elettrica nominale di 504.0 MW. La potenza totale ai fini della connessione coincide con quella nominale dell'impianto, valore inteso come picco di prestazione dei generatori e variabile, in diminuzione, a seconda delle condizioni meteo-marine.

L'energia elettrica prodotta in bassa tensione da ciascuna turbina eolica viene elevata alla tensione di 66 kV dal trasformatore presente all'interno della torre o nella navicella. Le singole turbine sono disposte secondo uno schema regolare con una distanza geometrica costante di circa 1890 m; questa disposizione consente di avere una distanza minima tra le turbine pari a circa 8 diametri di rotore, in modo da ottimizzare il rendimento fluidodinamico.

L'interconnessione tra le turbine è effettuata mediante cavo elettrico dinamico sottomarino, i cui nodi sono posizionati internamente alle torri eoliche. All'interno delle stesse sono collocati i quadri elettrici in alta tensione (AT) con funzioni di sezionamento e protezione individuale di tutti gli apparati presenti a bordo.

I gruppi di generazione saranno suddivisi in 10 sottocampi aventi la potenza nominale da 45MW a 60MW.

Le turbine sono interconnesse tra loro con cavi in alta tensione (66 kV); le linee di sotto campo saranno connesse elettricamente nella relativa sottostazione elettrica offshore galleggiante.

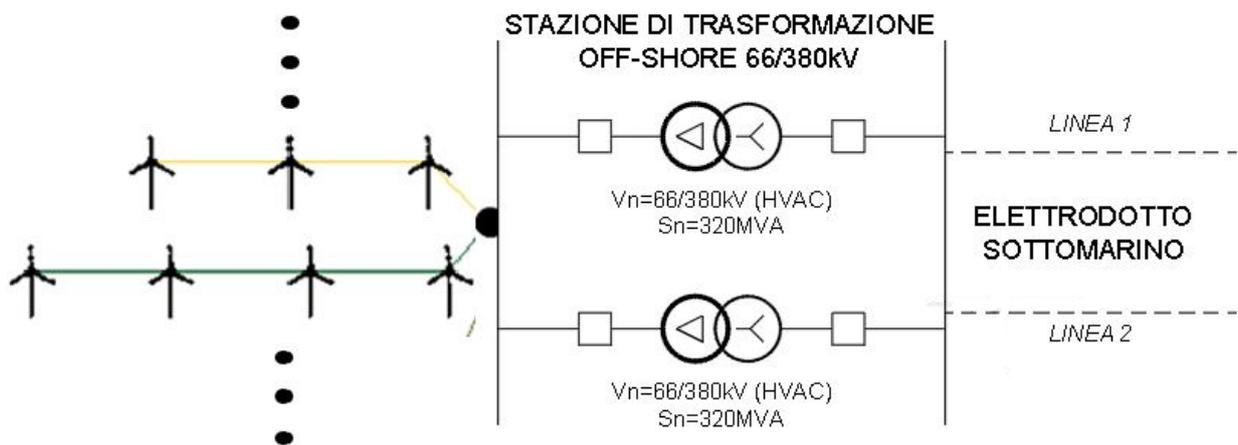


Figura 5-10 – Layout elettrico dell'impianto con sottocampi da 60MW (verde) e 45MW (giallo)

Nella sottostazione la tensione di 66 kV proveniente dal parco viene convertita in HVAC 380 kV tramite una coppia di trasformatori, all'uscita dei quali ha origine un collegamento marino in AAT che raggiungerà il punto di sbarco a terra.

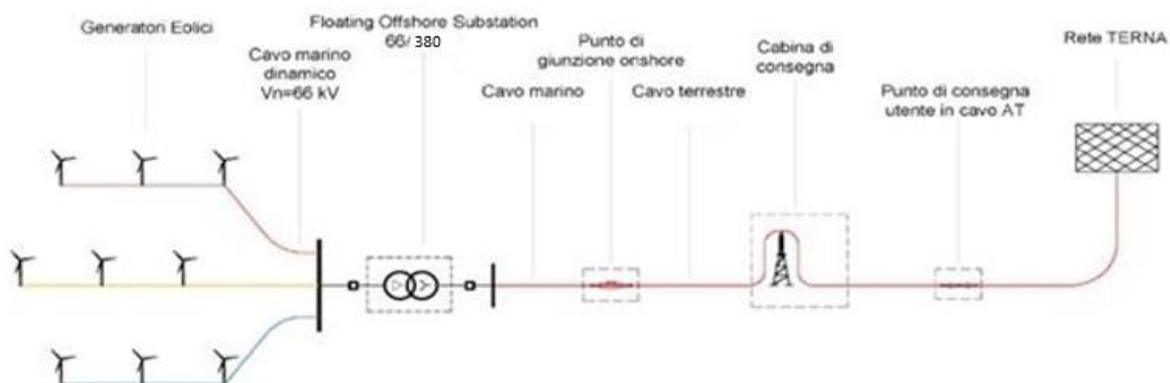


Figura 5-11 – Schema di interconnessione dell'impianto eolico

5.6.1 Cavi elettrici di collegamento tra turbine

La rete elettrica tra le turbine del parco eolico ha il ruolo di collegare elettricamente le turbine alla sottostazione di trasformazione. Questa rete contiene anche le fibre ottiche necessarie alla trasmissione di informazioni del parco eolico. L'intensità massima della corrente elettrica che passa attraverso il cavo più carico è dell'ordine di 560 A.

Il cavo elettrico tra le turbine è di tipo dinamico, parte dalla piattaforma galleggiante per adagiarsi sul fondale seguendo una curva a "S" chiamata "lazy wave". Ogni collegamento dinamico che collega due turbine eoliche avrà una lunghezza di 2800 m circa.



Figura 5-12 – Esempio di cavo di connessione

Come mostrato nella figura precedente, ciascun cavo è costituito da tre conduttori posizionati a "trifoglio" ed elicordati, in cui le correnti elettriche sono sfasate di 120° l'una rispetto all'altra.

Ogni conduttore è costituito da un'anima in rame, rivestita da materiale altamente isolante che consente l'utilizzo fino a un livello di tensione di 66 kV.

L'assieme (nucleo + isolatore) è circondato da uno schermo metallico conduttivo e una guaina protettiva. Una doppia armatura metallica composta in particolare da trecce in acciaio zincato serve a proteggere il cavo dalle sollecitazioni meccaniche esterne. La guaina esterna di protezione impedisce l'abrasione e limita la corrosione.

Ogni collegamento di tipo dinamico sarà costituito dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva ad "S".

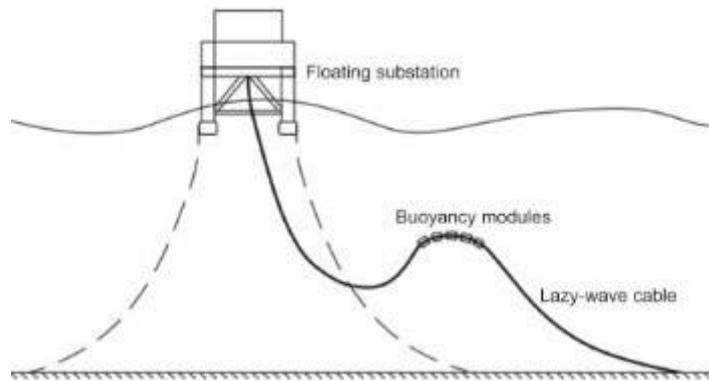


Figura 5-13 – Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte 0)

Gli accessori principali sono:

- il limitatore di piegatura in poliuretano "bend stiffener" che limita il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo "Lazy-Wave";
- i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare ("touchdown point").

5.6.2 Cavi marini per il trasporto dell'energia a terra

Nell'ipotesi formulata il cavo marino di collegamento alla terraferma è lungo circa 60km e attraversa le diverse batimetrie fino allo sbarco sulla costa.

Il percorso non interferisce con aree protette o naturalistiche e con aree militari, aree riservate alla pesca.

Il cavo potrebbe interferire nell'avvicinarsi a costa con beni archeologici sul fondale. Comunque saranno le survey che si svolgeranno nelle fasi successive a stabilire se dovrà essere modificato il percorso del cavo per non interferire con il bene archeologico.

Sulla base di considerazioni in ordine alla continuità nel trasporto di energia dalla stazione offshore al punto di connessione con RTN-TERNA si assume di realizzare due linee distinte alla tensione di 380kV. Ulteriori considerazioni in riferimento alle perdite di energia su tutto il percorso dei cavi, si assume di utilizzare cavi in rame con sezione da 800 mmq. In tale configurazione, si conseguono entrambi gli obiettivi:

- Riserva 100% nella capacità di trasporto dell'energia producibile
- Riduzione delle perdite di energia in ragione della doppia sezione in rame (2x800 mm²)

Ognuna delle due linee è quindi prevista da cavo marino in rame con isolamento EPR o XLPE di sezione 800 mm², schermati longitudinalmente e radialmente a tenuta stagna con un diametro variabile da 15 a 30 cm e comprende diversi componenti:

- Guaina protettiva e armatura metallica per proteggere il cavo e tenere i 3 conduttori in un unico pezzo;
- Tre cavi conduttivi in rame avvolti in materiale altamente isolante;

- Cavi di telecomunicazione in fibra ottica.

Il cavo utilizzato sarà certificato e dimensionato secondo le norme e le normative vigenti.

5.6.3 La protezione dei cavi sottomarini

A causa delle azioni antropogeniche e delle perturbazioni naturali che possono agire sui cavi di trasmissione dell'energia elettrica sarà necessario proteggere questi dai danni causati da attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche.

La protezione dei cavi sottomarini potrà essere effettuata mediante posa di ogni linea con protezione esterna, che consiste nella posa senza scavo del cavo elettrico sul fondale marino e successiva protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo. Ove possibile sarà utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del post-trenching.

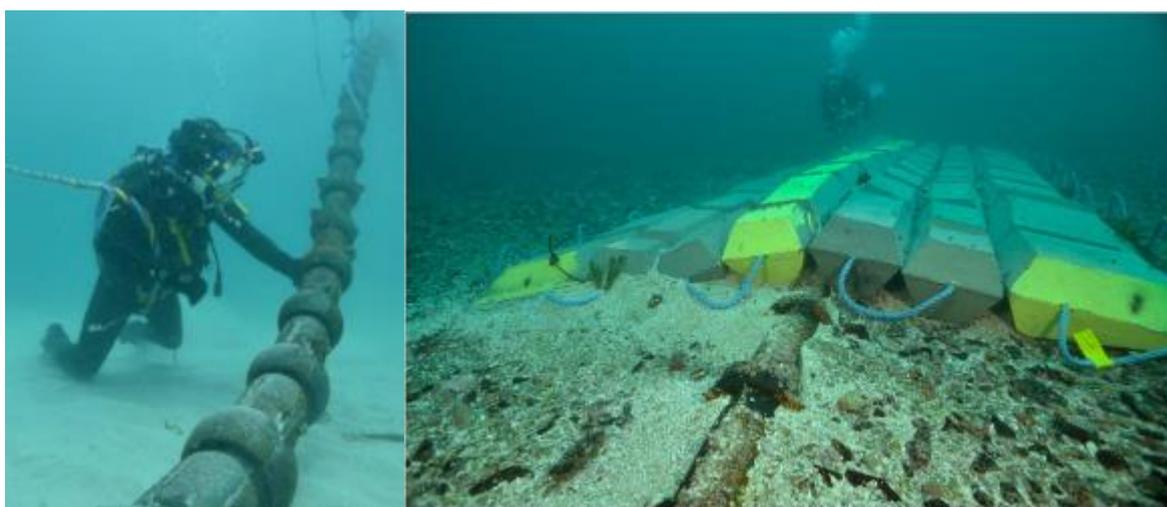


Figura 5-14 – Sistemi protezione dei cavi tramite gusci e materassi (Fonte 0)



Figura 5-15 – Sistemi protezione dei cavi per interramento

Una ulteriore soluzione è costituita da gusci in ghisa o polimero assemblati sul cavo.

Il tratto terminale del cavo marino sbarcherà nel pozzetto di giunzione (TJB) con il cavo terrestre e tale porzione potrà essere realizzato, se necessario, mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC).

5.7 Opere di connessione a terra

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto offshore è prevista presso la stazione elettrica TERNA "SULCIS".

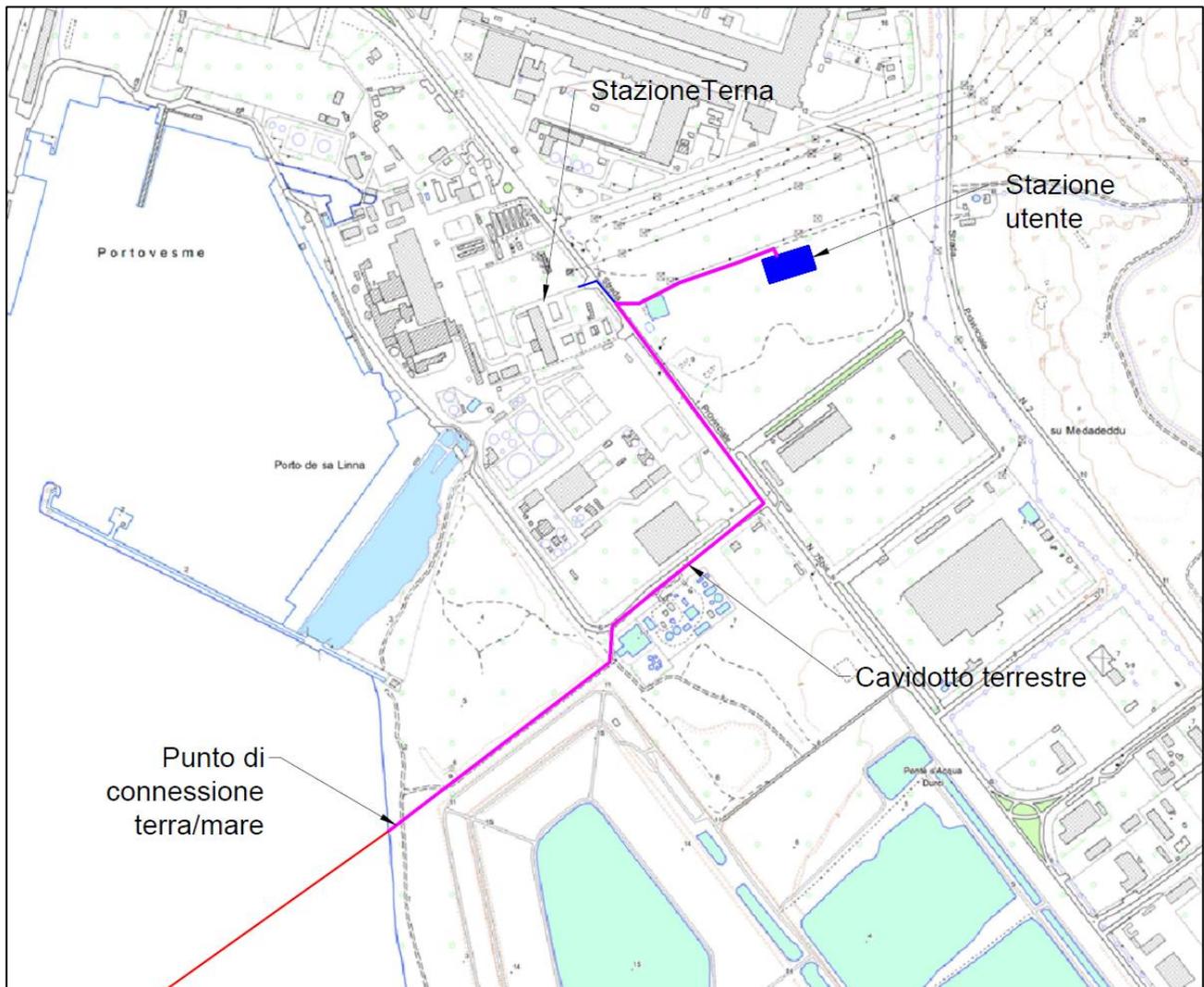


Figura 5.16 – Inquadramento su CTR del tratto di cavidotto onshore

5.7.1 Pozzetto di giunzione a terra

Lo sbarco a terra corrisponde alla zona di transizione tra il settore marittimo e il settore terrestre e la sua localizzazione è stata individuata al di sotto del porto di Portovesme.

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta hanno comportato la definizione di una soluzione che semplificasse l'approccio sulla terraferma verso il punto di giunzione. Si prevede l'utilizzo della tecnica di perforazione controllata (HDD – Horizontal Directional Drilling) per l'ultimo km di corridoio.

Il diametro della perforazione dovrà essere in seguito analizzato e tale da poter garantire un adeguato spazio vitale per il cavo, consentendone il passaggio e la successiva adeguata areazione una volta in funzionamento in condizioni di normale esercizio.

In tale punto sarà realizzato un pozzetto interrato in c.a. come quello riportato nella figura seguente.

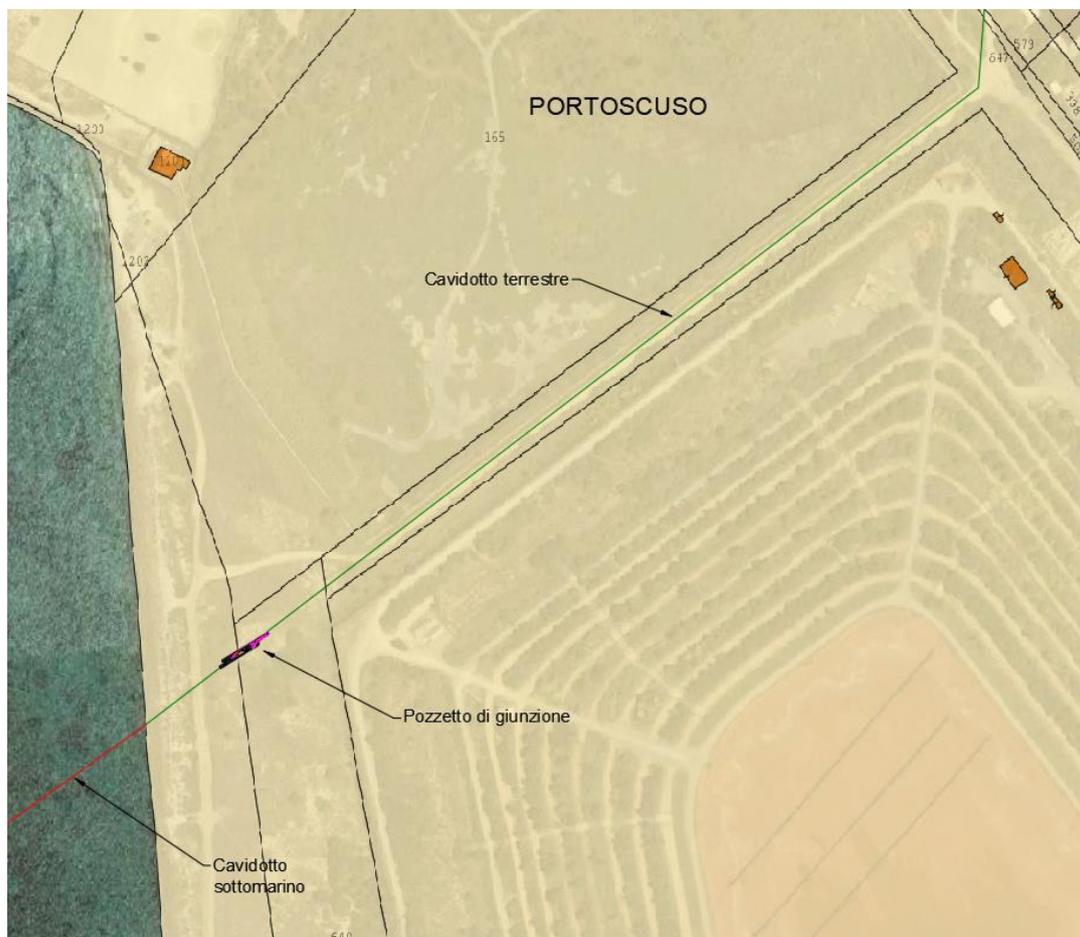


Figura 5-17 – Pozzetto di giunzione allo sbarco (Transition Joint Bay – TJB)

Una volta sbarcato sulla terraferma, il cavo raggiunge la sottostazione di misura e consegna, mediante un percorso interrato di circa 2.5 km, realizzato interamente al di sotto di sedi stradali esistenti.

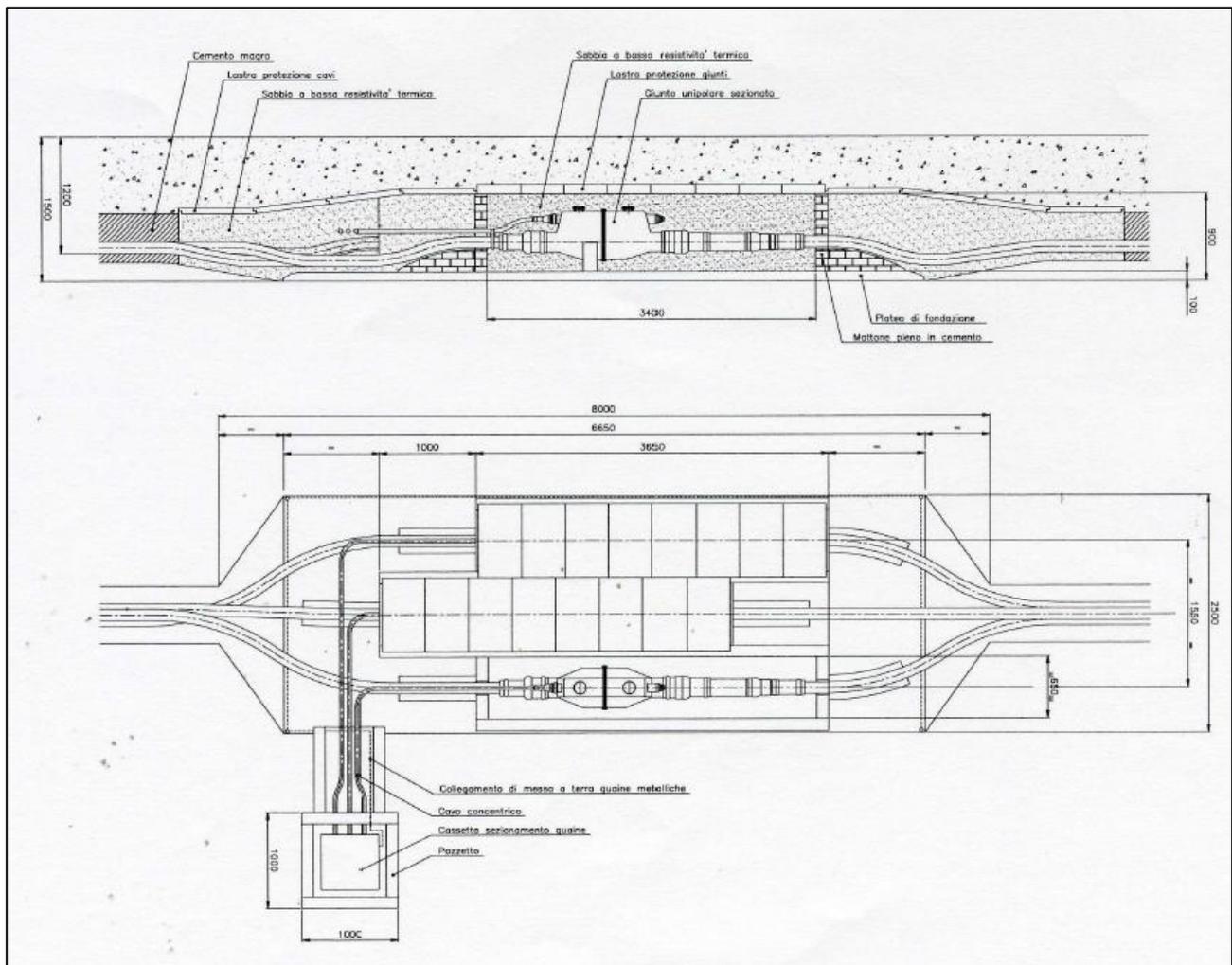


Figura 5-18 – Tipico camera giunti

5.7.2 Fibre ottiche

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo, secondo le modalità descritte nei tipici allegati.

In sede di progetto esecutivo, e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera, ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs.259/2003 art. 99, comma 4.

5.7.3 Collegamento elettrico terrestre

Il collegamento sotterraneo sarà costituito da cavi unipolari affiancati da cavi di telecomunicazione in fibra ottica. Il singolo cavo unipolare comprende un nucleo conduttivo circondato da un isolamento sintetico XLPE schermato longitudinalmente e radialmente a tenuta stagna.



Figura 5-19 – Esempio di cavo elettrico terrestre

Il percorso sulla terraferma definito in fase di progettazione è riportato nella figura a seguire.



Figura 5-20 – Vista aerea del percorso del cavo di terra

5.7.4 Stazione di consegna elettrica

Il collegamento elettrico interrato giungerà alla Stazione RTN - TERNA "SULCIS", collegata alla rete di distribuzione regionale, da dove si procederà alla costruzione di una sottostazione per accogliere la connessione della linea a HVAC di 380 kV proveniente dal parco eolico offshore in un'area recintata di dimensione in pianta di 100x50m e dotata di accessi carrabili e pedonali.



Figura 5-21– Ubicazione del punto di connessione alla rete regionale

Gli elementi principali che compongono la sottostazione di misura e consegna sono i terminali dei cavi, le apparecchiature di protezione, il trasformatore, i montanti di linea, gruppo di compensazione (potenza reattiva, reattanze di shunt e filtro armoniche), stalli, interruttori e scaricatori.

Un edificio prefabbricato ospiterà la sala gestione e sarà costituito da un unico corpo destinato a contenere i quadri di comando e controllo della sottostazione di misura e consegna, gli apparati di teleoperazione, i servizi per il personale di manutenzione, le batterie, i quadri B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza.

L'edificio comandi e servizi ausiliari conterrà anche le apparecchiature per la sincronizzazione della rete elettrica del parco eolico offshore ed i sistemi di telecomunicazione.

Infine 1 cavo a HVAC di 380 kV in partenza dalla sottostazione raggiungeranno la stazione TERNA del SULCIS per la consegna dell'energia alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

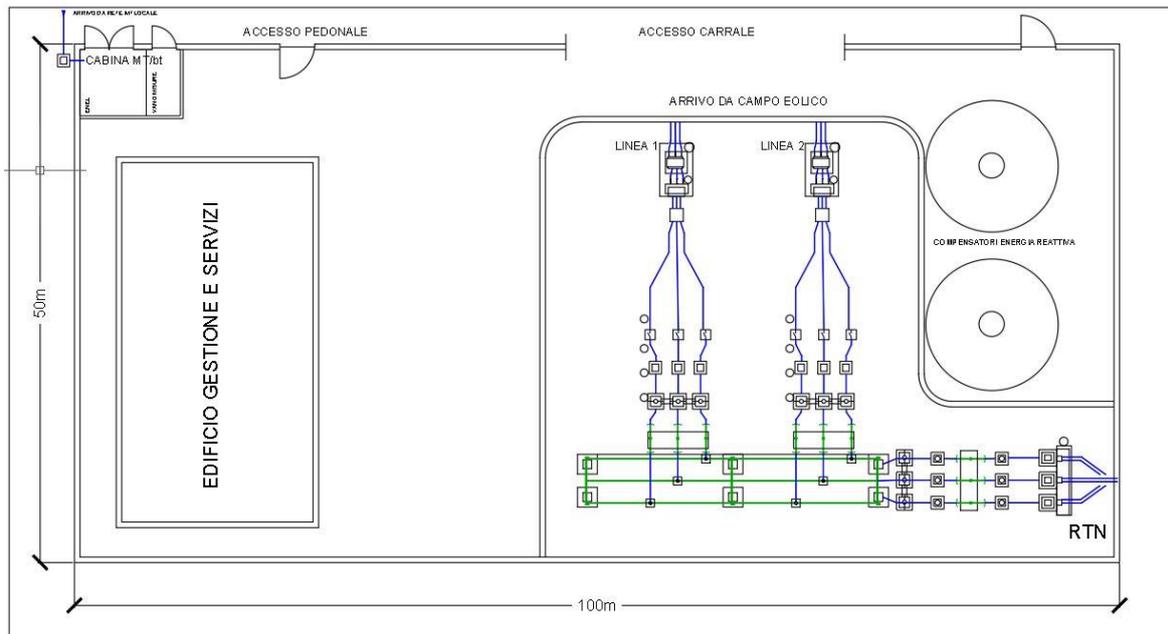


Figura 5-22 - Esempio di schema planimetrico della Sottostazione di misura e consegna

5.7.5 Ulteriori elementi costitutivi della sottostazione di connessione alla RTN

Con questa voce si intendono le macchine ed apparati che sono da considerare integrativi della funzione di trasporto e consegna dell'energia alla RTN :

- **Sistemi di compensazione dell'energia reattiva:** il rifasamento degli impianti che si connettono a RTN devono presentare una componente reattiva della potenza trasmessa non inferiore ad un valore di cosφ imposto da TERNA, che in caso di non rispetto del valore minimo contrattuale, impone all'utente il rientro nei limiti che, se superati, possono portare al distacco dell'utente da RTN. Le motivazioni di TERNA : non impegnare i conduttori di linea al trasporto di energia reattiva, valgono anche per l'impianto lato Utente, che per i medesimi motivi sarà portato a rifasare la corrente destinata a percorrere i trasformatori e le linee, con particolare riferimento alle lunghe tratte dei cavi di trasporto dell'energia dal Parco Eolico alla sottostazione di connessione a RTN
- **Impianto di terra :** l'area destinata a stazione elettrica sarà dotata di un sistema dispersore / equalizzatore del potenziale per ridurre le tensioni di contatto e di passo. I valori massimi di resistenza di terra (R_t) saranno da conseguire in rapporto ai parametri forniti da TERNA, in riferimento al valore della corrente di guasto a terra e del tempo di intervento delle protezioni lato RTN. Il sistema dispersore è generalmente costituito da maglie in corda di rame di circa 5m x 5m. Se fosse necessario ridurre ulteriormente il valore di R_t si ricorrerà alla infissione di dispersori verticali. Per ulteriore appiattimento dei potenziali, nei calcestruzzi della pavimentazione saranno inserite reti con magliatura più fitta.
- **Sistema centralizzato di controllo e gestione:** In apposito locale saranno installati degli apparati di telegestione e telecontrollo per consentire l'azionamento a distanza degli apparecchi di manovra e protezione. Il sistema dovrà garantire una elevata affidabilità e per questo sarà ridondante ed



affidato ad almeno due tecnologie differenti, utilizzando la fibra ottica per la trasmissione dei segnali, per non incorrere in interferenze elettromagnetiche.

- **Stazione di energia 110V dc** : costituita da accumulatori e da sistemi di ricarica e ridondante in tutti gli elementi costitutivi , è destinata alla alimentazione degli azionamenti degli apparecchi di protezione e manovra. Gli apparati saranno installati entro apposti locali batterie.
- **Gruppo elettrogeno di emergenza** : destinato ad alimentare i servizi ausiliari di stazione, compresa la ricarica delle batterie, in caso di fuori servizio della rete ordinaria

6 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO OFFSHORE

Allo stato attuale della progettazione l'installazione del parco eolico prevede le seguenti fasi:

- Fase 1: Costruzione offsite delle componenti (piattaforme galleggianti, torre e turbina)
- Fase 2: Trasporto via mare delle componenti fino all'area portuale di cantiere a terra;
- Fase 3: Assemblaggio della piattaforma galleggiante su area portuale;
- Fase 4: Varo della piattaforma galleggiante;
- Fase 5: Operazioni di installazione torre e turbina sulla piattaforma galleggiante;
- Fase 6: Trasporto via mare verso il sito di installazione offshore;
- Fase 7: Ancoraggio sul fondale delle turbine;
- Fase 8: Assemblaggio della sottostazione elettrica su area portuale;
- Fase 9: Operazioni di installazione della sottostazione galleggiante;
- Fase 10: Operazioni di sollevamento e installazione degli apparati elettrici;
- Fase 11: Ancoraggio sul fondale della sottostazione;
- Fase 12: Installazione dei cavi sottomarini e terrestri;
- Fase 13: Costruzione della sottostazione di consegna a terra;
- Fase 14: Collaudo e messa in servizio dell'impianto.

6.1 Sito di assemblaggio delle turbine

Per il progetto in oggetto è previsto l'apposito allestimento di aree portuali dedicate all'assemblaggio delle piattaforme galleggianti e dei vari moduli che le compongono su banchina prima di essere varate in mare.

La presenza di strutture portuali nelle immediate vicinanze è una risorsa essenziale per il progetto.

Queste strutture sono in grado di ospitare le operazioni di assemblaggio che devono essere eseguite in banchina.

Ogni componente che costituisce la turbina eolica sarà movimentato utilizzando attrezzature adeguate quali gru mobili o mezzi di trasporto semoventi per carichi pesanti. Il trasporto dalla banchina di cantiere fino al sito offshore di installazione avverrà per mezzo di rimorchiatori.

E' stata individuata un'area logistica delle dimensioni di circa 50 ha, per l'allestimento del cantiere di costruzione della centrale eolica, da ubicare in area del Porto industriale di Oristano, nel territorio

comunale di Santa Giusta (OR), avente idonea destinazione d'uso, come previsto dal Piano Regolatore Territoriale del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese.



Figura 6.1 – Area portuale di Oristano, possibile sito di assemblaggio

Durante le successive fasi di ingegneria andranno effettuate maggiori indagini con la collaborazione delle autorità portuali e della Capitaneria di Porto dei siti, al fine di individuare l'area più idonea.

6.2 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante

Per il progetto è prevista la predisposizione infrastrutturale delle aree portuali dedicate all'assemblaggio delle piattaforme galleggianti e dei vari moduli che le compongono.

Di seguito si illustrano alcune delle fasi di assemblaggio dei moduli.



Figura 6-2 – Assemblaggio piattaforma galleggiante (Fonte kinkardine -Cobra)



Figura 6-3 – Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)



Figura 6-4 – Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)

Ogni componente che costituisce la turbina eolica sarà movimentato utilizzando attrezzature adeguate quali gru mobili o moduli di trasporto semoventi per carichi pesanti.

Le operazioni di stoccaggio e movimentazione dei componenti saranno eseguite nel rispetto delle norme di sicurezza vigenti. Una gru mobile principale posizionerà la navicella nella parte superiore della torre precedentemente assemblata sulla piattaforma galleggiante.



Figura 6-5 – Sollevamento del rotore (Fonte: Elronic Wind solution)

Il trasporto dalla banchina di cantiere fino al sito offshore di installazione avviene per mezzo di rimorchiatori.



Figura 6-6 – Esempio dell’operazione di rimorchio (Fonte Windfloat Atlantic Project)

Una volta che le turbine eoliche sono state installate, navi specializzate saranno impiegate per ancorare le turbine ed installare i collegamenti elettrici. L'operazione sarà realizzata con il supporto di un robot subacqueo (ROV).

6.3 Posa dei cavi marini

Per le attività di posa dei cavi di interconnessione tra aerogeneratori, in media tensione (66 kV AC) e del cavidotto marino in alta tensione (380kV HVAC), si prevede di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata.

La nave sarà dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa.

Le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

Come criterio generale, i cavi saranno protetti, laddove possibile, fino alla massima profondità raggiunta, con modalità differenti in funzione del tipo di fondale.

Qualora, a seguito dell’indagine marina di dettaglio, la protezione non sia ritenuta necessaria, nei tratti a maggiore profondità i cavi saranno adagiati sul fondale, senza ulteriori protezioni.

Lo schema di protezione dei cavi prevede un più alto livello di protezione per le zone in prossimità dell’approdo; ciò è dovuto alla maggiore esposizione di tali zone agli agenti meteo-marini e ad attività antropiche.

Nelle zone di sedimenti sciolti ed a bassa coesione la protezione dei cavi avverrà mediante insabbiamento con macchina a getti (sorbona) alla profondità di circa 1 m sotto la superficie del fondo marino.

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il sedimento superficiale del fondo mediante l'uso di getti d'acqua marina prelevata in sito, getti che vengono usati anche per la propulsione. La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea entro la quale il cavo si adagia: quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione; gran parte del materiale movimentato (circa il 60-70%) rimane all'interno della trincea e non può essere disperso nelle immediate zone limitrofe da eventuali correnti sottomarine; successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo e quindi a garantire una immobilizzazione totale del cavo e una sua efficace protezione. Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua marina in sito e il riempimento dello scavo si effettua in pratica esclusivamente con lo stesso materiale di risulta.

Nel caso in cui la copertura di interrimento fosse insufficiente, si provvederà alla messa in opera di sacchetti di cemento o di materassi o altri mezzi idonei a copertura dei cavi.

Nel caso di fondo roccioso o nelle zone di sedimenti cementati, i cavi saranno ancorati alla roccia con collari, fissati manualmente da sommozzatori, ovvero in alternativa lasciati appoggiati sul fondo ed eventualmente protetti con materassi di cemento.

L'installazione del cavo di collegamento in mare fino allo sbarco è suddivisa in due fasi principali:

- **Lavori preparatori:** A monte dell'installazione del cavo e della relativa protezione dello stesso dovranno essere avviate operazioni di ricognizione geofisica per confermare i dati ottenuti durante gli studi tecnici preliminari, identificare nuovi possibili rischi (rocce, detriti, ecc.).
- **Installazione e protezione del cavo:** Una nave-posa cavo specializzata trasporta il cavo srotolandolo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. A seconda del tipo di protezione si procede con opportuni mezzi all'operazione di messa in opera della protezione che può essere realizzata in un secondo tempo oppure simultaneamente alla posa del cavo.



Figura 6-7 – Illustrazione dell'installazione del cavo (Fonte: Offshore Gode-wind)

Al termine dei lavori descritti viene eseguita un'indagine geofisica di verifica sull'intero percorso.

Lo sbarco a terra del cavo potrà essere eventualmente realizzato con la tecnica TOC in modo tale da non dover realizzare operazioni di movimentazione del sedime dei fondali in prossimità della costa.

6.4 Approdo del condotto marino

Nelle immediate vicinanze della costa, le operazioni di protezione verranno effettuate da sommozzatori con un sistema manuale con un principio di funzionamento analogo a quello della macchina a getti.

Per la posa in prossimità dell'approdo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nelle figure seguenti, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.

Il tratto compreso fra l'approdo e la buca giunti sarà realizzato con trivellazione teleguidata. Il profilo e le caratteristiche di posa in questo tratto sono illustrate nella figura sopra riportata.

Dopo aver effettuato le trivellazioni, i cavi saranno posati all'interno di tubi in acciaio o PEAD (polietilene ad alta densità).

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata (HDD o microtunnel) sarà provvisoriamente protetto con apposito cassone in lamiera, all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua per minimizzare l'uscita di fanghi, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinarsi in senso opposto dei tubi, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m.

In prossimità dell'approdo, i cavi verranno inseriti in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (directional drilling).

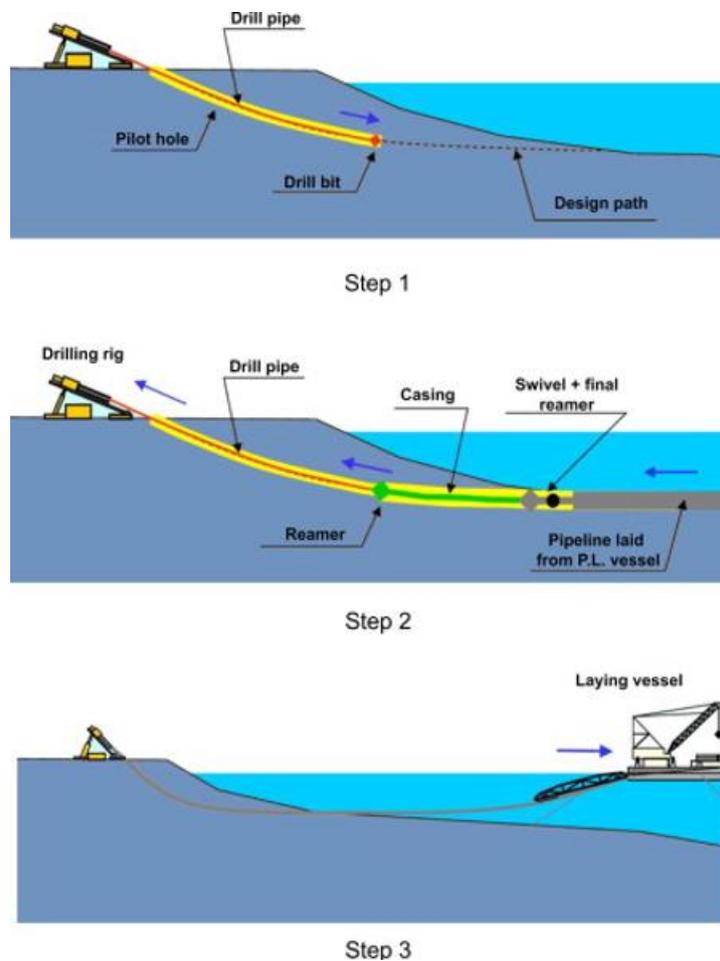


Figura 6-8 – Tipico di posa del cavo mediante “directional drilling” (Fonte Science Direct)

6.5 Operatività cantiere offshore

Le condizioni atmosferiche sono uno dei parametri più importanti da considerare nel caso di lavori in mare aperto. Durante le fasi di cantiere offshore le condizioni atmosferiche saranno pertanto monitorate costantemente in modo da produrre un bollettino meteorologico locale previsionale dettagliato e sempre aggiornato. Il cantiere procederà tenendo in considerazione l'ipotesi del verificarsi di condizioni atmosferiche difficili e prevedendo, già in fase di programmazione esecutiva dell'attività lavorativa, piani che permettano di adattarsi, in modo rapido e flessibile, alle variazioni delle condizioni meteo-marine.

In linea generale, il periodo utile per il cantiere offshore è compreso tra inizio maggio e fine ottobre. Viceversa, durante i mesi invernali (da inizio novembre a fine aprile), il cantiere potrebbe essere a operatività ridotta.

In base alle indicazioni fornite dallo studio meteomarine, è possibile effettuare una valutazione di massima dell'operatività del cantiere. L'altezza d'onda di soglia, al di sopra della quale è necessario sospendere le operazioni di cantiere, dipende dalle caratteristiche del pontone prescelto e dalla tipologia di lavoro considerata.

6.6 Posa dei cavi terrestri

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11- 12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;

- mantenere il tracciato del cavo il più possibile parallelo alle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico.

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 500÷600 metri) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

La posa del cavo terrestre si svolge tra il pozzetto di giunzione (TJB) e la sottostazione per uno sviluppo lineare di circa 2.5 km. Il cavo sarà posato lungo le strade esistenti usando normali macchine da cantiere.

La posa avviene realizzando una trincea di circa 0,70 m di larghezza e circa 1,7 m di profondità lungo il percorso. La figura a seguire mostra una sezione tipica dell'elettrodotta terrestre su strada.

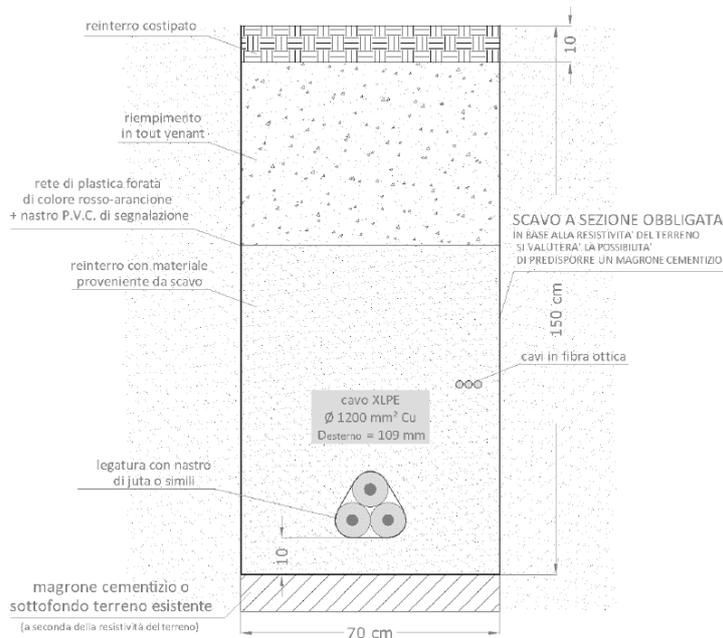


Figura 6-9 – Tipico di posa di cavo in corrente alternata

Tutte le interferenze che saranno identificate lungo il percorso terrestre richiederanno un'attenzione particolare durante la fase di progettazione.

Diverse tecniche possono essere utilizzate per adattare la posa dei cavi agli ambienti attraversati e agli ostacoli incontrati.

Posa con fodere in PEAD

Il cavo viene svolto in fodere in PEAD e posizionato nel terreno. Questo metodo di installazione viene utilizzato in campo aperto al di fuori della sede stradale.

Posa con tubi in PVC

Il cavo viene svolto in tubi di PVC rivestiti di cemento. Questo metodo di installazione viene utilizzato principalmente nelle aree urbane quando sono già installate altre reti (acqua, gas, telecomunicazioni, ecc.) e lo spazio disponibile per le opere è ridotto.

Posa con TOC

La trivellazione orizzontale controllata (TOC) è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo che permette la posa di tubazioni flessibili al di sotto di strade, ferrovie, corsi d'acqua etc...

Tale tecnica potrà essere ad esempio utilizzata per la posa del cavo nel suo tratto marino finale prima dello sbarco sulla terraferma.

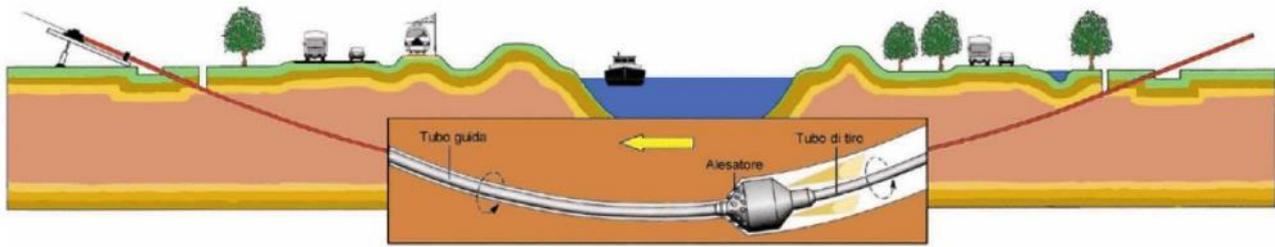


Figura 6-10 – Rappresentazione schematica di una TOC

Il sistema di posa consiste nella realizzazione di un foro sotterraneo che costituirà la sede di infilaggio di una tubazione-camicia in plastica o metallo. Il foro nel sottosuolo viene realizzato mediante l'azione di una fresa rotante posta all'estremità di un treno d'aste.

La realizzazione di nuove tubazioni interrato lungo tracciati predefiniti si basa sulla possibilità di teleguidare dalla superficie la traiettoria della testa di trivellazione. È possibile in questo modo realizzare percorsi prestabiliti, che permettono di raggiungere lo scopo auspicato con tolleranza di pochi centimetri.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato di adeguato spessore. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

E' previsto inoltre il posizionamento di targhette resistenti ed inalterabili (di tipo non intrusivo) sulla sede stradale, per la segnalazione del tracciato del cavo.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a circa 500÷800 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di opportune buche giunti. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto.

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo.

In sede di progetto esecutivo, e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera, ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs. 259/2003 art. 99, comma 4.

6.7 Stazione di consegna

La stazione elettrica AT/AT , la cui posizione è stata rappresentata in via preliminare in Figura 5-21 è localizzata in prossimità della Stazione AT 380 KV “Sulcis”, alla quale sarà connesso l’impianto di produzione eolico offshore.

È prevista la realizzazione di un’area destinata all’installazione delle apparecchiature in AT, ai relativi collegamenti aerei, comprensiva delle distanze di rispetto, delle barriere di protezione passiva e di quanto previsto per la prevenzione incendi.

Sarà realizzato inoltre un piccolo edificio dedicato alla gestione del parco contenente i quadri di comando e controllo, i servizi per il personale di manutenzione, i servizi ausiliari nonché sistemi di telecomunicazione.

La stazione sarà realizzata secondo le normative edili vigenti, secondo le specifiche tecniche Terna ed in ossequio alle eventuali prescrizioni impartite dagli enti autorizzanti

6.7.1 Disposizione degli impianti e degli edifici sull’area di stazione di consegna

La disposizione degli apparati elettrici AT, rappresentato in Figura 5-22 presenta ingombri e posizionamenti degli elementi costitutivi riferibili alle specifiche prescrizioni normative ed alla adeguata tecnica costruttiva che, di fatto, definisce compiutamente la posizione dei vari elementi costitutivi.

6.7.2 Edificio di telegestione e telecomando

Oltre alle installazioni AT destinate al flusso dell’energia dall’arrivo delle n.2 linee AT in cavo ed alla connessione a RTN 380 kV , sull’area sarà realizzato un edificio dedicato alla gestione dell’impianto . costituito da Sala Controllo, Sala telegestione, Locale Misure, Locale Quadri ausiliari, Servizi igienici con Spogliatoi, con eventuale accorpamento di abitazione custode e/o foresteria

La palazzina è destinata a alla installazione di tutti gli apparati riguardanti le funzioni di controllo e comando.

6.7.3 Edificio ausiliari elettrici

Si intendono i vani nei quali disporre i seguenti apparati elettrici, anche in adiacenza all’Edificio di telegestione e telecomando, e destinati a contenere gli apparati dei Servizi Ausiliari , quali:

- Locale batterie
- Locale quadri elettrici bassa tensione
- Cabina elettrica MT/bt , con alimentazione da rete MT indipendente dalla Stazione AT/AT
- Locale Gruppo elettrogeno di emergenza
- Servizi e depositi vari

La figura seguente rappresenta una ipotesi di disposizione degli elementi impiantistici AT e dell'edificio di telegestione e telecomando con contiguo edificio ausiliari elettrici.

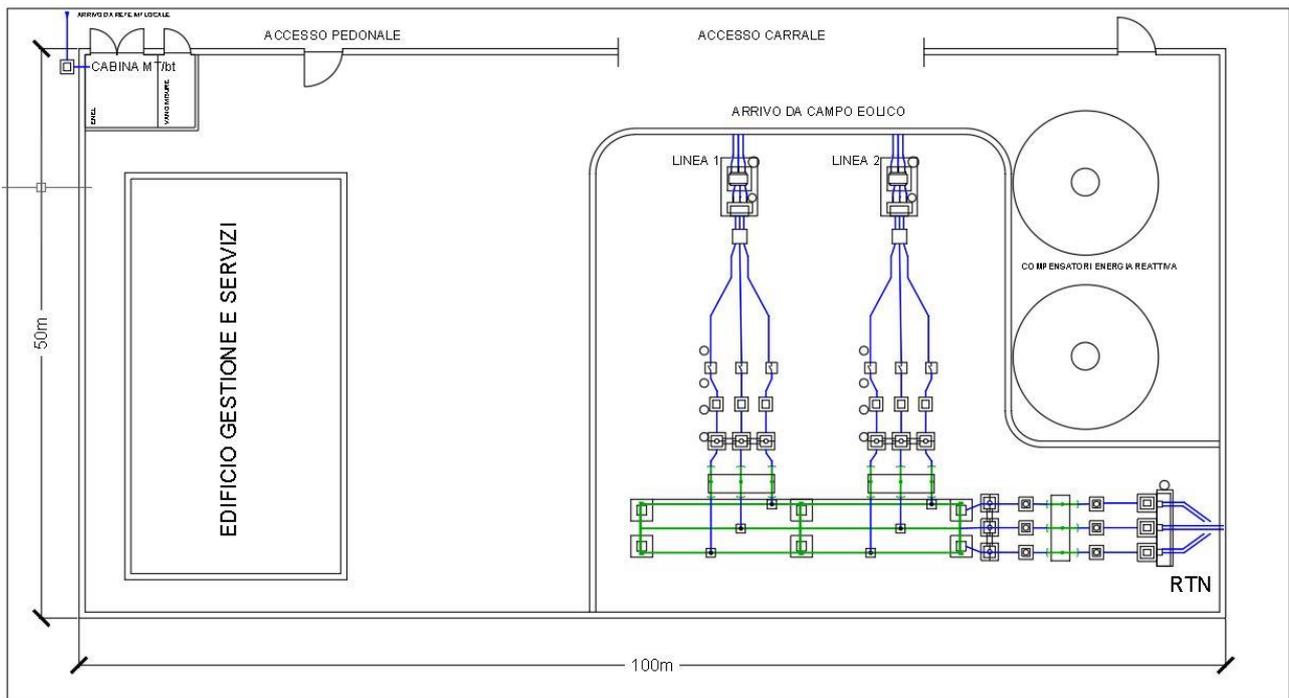


Figura 6-11 - Cabina di consegna Onshore

6.7.4 Alimentazioni privilegiate:

Tra le utenze alimentate dal quadro BT ve ne saranno alcune prioritarie asservite da gruppi UPS 110 Vcc, UPS 400 Vca trifase e generatore ausiliari, i cui allarmi e segnali di stato confluiranno nel sistema di supervisione di rete.

UPS 110 Vcc:

Sarà costituito da raddrizzatore e batterie poste in ambiente dedicato, destinato all'alimentazione dei soli circuiti funzionali di tutti i quadri di cabina, capaci di erogare una corrente 50 A per 24 h.

Il sistema di alimentazione sarà del tipo a due rami, in modo da poter contemporaneamente alimentare le utenze e mantenere carico il proprio banco batterie. Sul quadro sarà prevista una sezione di distribuzione con gli interruttori necessari per l'alimentazione selettiva di tutte le utenze a 110 Vcc.

UPS 400/230 Vca:

Sarà costituito da inverter, con banco batterie posto in ambiente dedicato, destinato all'illuminazione di emergenza e alle unità di supervisione, capace di erogare una corrente di 40 A per 24h. Il sistema di alimentazione sarà del tipo a due rami, in modo garantire la continuità del servizio.

I servizi ausiliari di cui sarà dotata la sottostazione comprendono:

- n.1 alimentazioni 400 V provenienti da BT (ENEL);
- distribuzione ausiliaria C.A. e C.C. comprese le batterie ed un sistema UPS;
- distribuzione 110 Vcc agli ausiliari di tutte le apparecchiature di A.T.;
- generatore di emergenza ad avviamento automatico;
- quadri ausiliari bassa tensione;
- impianto di illuminazione interna ed esterna;
- impianto di distribuzione della forza motrice;
- impianto di climatizzazione interno alla sala Quadri;
- impianto antintrusione.

6.7.5 Sistema di supervisione della cabina di consegna:

Il sistema di supervisione prevede che i segnali di stato per tutte le apparecchiature AT/MT siano concentrati in una RTU (Remote Terminal Unit) attraverso una rete di trasmissione locale dei dati in fibra ottica. I dati elaborati dalla RTU sono trasmessi ad un centro remoto di controllo. Per la comunicazione è previsto l'uso del protocollo IEC 61850. Sono previste inoltre:

- RTU e relative schede I/O digitali ed analogiche;
- Rete in fibra ottica locale;
- Modem in trasmissione e ricezione;
- PC per postazione remoto;

L'interconnessione con il sistema TERNA avverrà attraverso bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento (2 fasi su 3, con una in back-up) su entrambe le connessioni entra - esci in base a quanto previsto dal C.d.R. All. 3 cap. 11.1.9.

6.7.6 Impianto di Terra

L'area destinata alla recinzione della cabina di consegna utente sarà servita da un impianto di terra unico, i cui dispersori saranno uniti a costituire un unico dispersore mediante giunti galvanicamente protetti, ispezionabili e sezionabili per misura e manutenzione. Il piano di calpestio del piazzale sarà reso equipotenziale tramite una rete elettrosaldata annegata nel calcestruzzo, ciascuna posta in intimo contatto col proprio dispersore, ed isolata con un manto di bitume di spessore superiore a 8 cm.

L'impianto di terra sarà unico per l'intera cabina di consegna utente. Il valore della resistenza di terra sarà dimensionato in relazione alle correnti di terra dichiarate da TERNA per il punto di connessione. Tale valore sarà in grado di garantire una equipotenzialità interna al sistema ed un gradiente di potenziale ai margini tale da assicurare la sicurezza delle persone e degli impianti secondo quanto previsto dalla CEI EN 50522-CEI 99 – 3 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a."



Figura 6-12 – Esempio di aspetto di stazione AT – RTN, (fonte Web, free license)

7 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Il parco eolico offshore richiede un'infrastruttura portuale come supporto logistico per le operazioni di manutenzione durante tutto il periodo operativo.

Il cantiere per la manutenzione è essenzialmente una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, materiali e uomini impiegati in mare.

Per le operazioni di manutenzione ordinaria quindi le infrastrutture necessarie sono costituite da:

- locali tecnici per operazioni di stoccaggio, movimentazione pezzi di ricambio, raccolta dei rifiuti e operazioni amministrative (ufficio, sala riunioni, servizi igienici, spogliatoi, etc.);
- un'area di banchina e un molo per l'attracco dei mezzi navali.

Le operazioni di costruzione e di cantiere saranno regolamentate secondo quanto previsto dalle norme in tema di prevenzione e protezione dai rischi ambientali e del lavoro.

Particolare attenzione sarà posta per i rischi di inquinamento accidentali e sarà implementato un apposito piano. Un apposito servizio dotato di dispositivi anti-inquinamento sarà allestito sia in fase di costruzione che in fase di gestione dell'impianto.

8 PIANO DI DISMISSIONE

Conformemente alla normativa applicabile, al termine dell'operatività del parco (30 anni), sarà previsto lo smantellamento dello stesso, il ripristino o la riabilitazione dei luoghi e garantita la reversibilità delle eventuali modifiche apportate all'ambiente naturale e al sito.

Prima della dismissione del parco, sarà effettuato uno studio per valutare gli impatti dello smantellamento e per verificare se non vi sia alcun interesse ambientale a lasciare determinati impianti in loco.

La sequenza delle operazioni di smantellamento delle varie infrastrutture dipenderà dai metodi e dalle tecniche di installazione utilizzate in similitudine con la sequenza invertita delle operazioni di installazione.

Nella redazione del progetto va adottato un modello di Economia Circolare (CE) al fine di traguardare una maggiore tutela ambientale in tutte le fasi di vita del progetto con la consapevolezza che anche la crescita economica generabile dall'uso delle energie rinnovabili è intrinsecamente collegata all'uso ed al riuso delle risorse ed al valore che viene creato quando i prodotti cambiano proprietà lungo tutta la filiera.

A fine vita dell'impianto sarà pertanto possibile recuperare diversi parti e componenti dello stesso secondo i principi citati della CE.

Di seguito sono delineate le risorse maggiormente impiegate nelle OWF e riutilizzabili come materie prime seconde.

Componente dell'installazione	Risorse principali	Posizionamento
WTG – Wind turbine generator	Acciaio	Componenti strutturali navicella, mozzo, trasformatore, parti meccaniche in movimento ecc...
	Fibra di vetro e resine	Pale, cover navicella, mozzo, quadri elettrici
	Ghisa	Navicella e mozzo
	Rame	Componenti navicella, collegamenti elettrici
	Alluminio	Componenti navicella, strutture accessorie ecc...
	Gomma e Plastica	Navicella, Cablaggi elettrici ed idraulici
	Olio idraulico	Componenti meccanici
Torre eolica	Magneti al neodimio	Generatore
	Acciaio	Torre eolica, collegamenti bullonati, flange di connessione
	Alluminio e rame	Cablaggi elettrici, scale, accessori
	Zinco ed altri metalli	Trasformatore, fissaggi ed accessori interni
Fondazione galleggiante	Oli minerali ed altri liquidi	Trasformatore
	Acciaio	Fondazione galleggiante e ballast stabilizzatore, collegamenti bullonati ecc...
Cavi e Protezione cablaggi	Materie plastiche	Parapetti e grigliati delle piattaforme
	Rame	Cavi e collegamenti
	Materiale plastico	Isolamenti e cablaggi
	Inerte (CIs, pietrame)	Protezione cavi

Il ripristino delle condizioni ambientali deve essere effettuato come un restauro ecologico e quindi condotto secondo i criteri e metodi di Restoration Ecology (come da standard internazionali definiti dalla Society for Ecological Restoration).

9 CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma di costruzione può essere riassunto nelle seguenti fasi:

1) Fasi preliminari, indagini e sopralluoghi specialistici

- Indagine geologica e geotecnica;
- Ingegneria di costruzione.

2) Allestimento del cantiere

- Allestimento sulle banchine, installazione di uffici e impianti;
- Ricezione delle componenti e organizzazione degli spazi per lo stoccaggio.

3) Assemblaggio turbina

- assemblaggio delle piattaforme galleggianti;
- varo in mare della piattaforma;
- pre-assemblaggio del rotore;
- montaggio della torre, della navicella e del rotore;
- trasporto della turbina eolica nel sito a mare per la preparazione dell'installazione (prove preliminari di messa in servizio, finalizzazione della connessione tra il galleggiante e la turbina eolica, ecc.).

4) Assemblaggio sottostazione elettrica

- assemblaggio delle piattaforme fisse;
- varo in mare della piattaforma;
- allestimento elettrico a terra della sottostazione;
- montaggio della struttura sulla piattaforma;
- trasporto sottostazione in un secondo spazio per la preparazione dell'installazione (prove preliminari di messa in servizio, ecc.).

5) Installazioni in mare

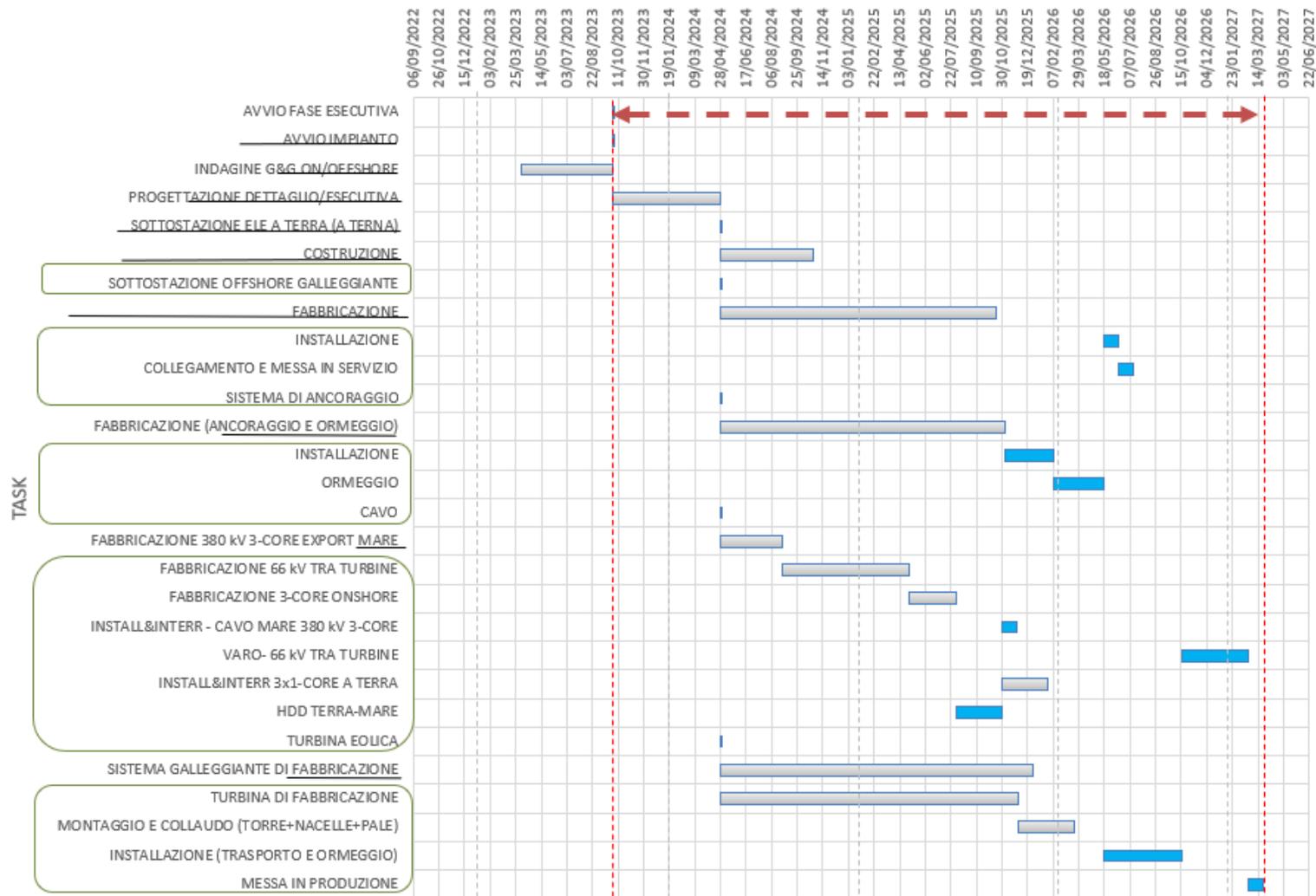
- installazione dei sistemi di ancoraggio;
- trasporto in loco delle piattaforme con le turbine eoliche e delle sottostazioni;
- collegamento e tiro degli ancoraggi;
- collegamenti elettrici tra le turbine e la sottostazione;
- verifiche e ispezioni finali;

6) Costruzione delle opere a terra

- sbarco del cavo e opere connesse
- punto di giunzione elettrodotto marino – elettrodotto terrestre;
- elettrodotto terrestre;
- sottostazione elettrica di utenza;
- elettrodotto di collegamento stazione utenza - stazione elettrica RTN.

7) Collaudo e messa in esercizio dell'impianto.

CRONOPROGRAMMA PARCO EOLICO OFFSHORE



10 RIFERIMENTI

Geoportale Nazionale, tratto da <http://www.pcn.minambiente.it/viewer/>

New European wind Atlas, tratto da <https://www.neweuropeanwindatlas.eu/>

Wind Europe Community, tratto da <https://windeurope.org/>

<https://www.sardegnameoportale.it/>

AMP "Aree Marine Protette". (s.d.).

CMEMS. (2020). CMEMS, Copernicus Marine Environment Monitoring Service.
Tratto da <http://marine.copernicus.eu>

DHI. (2020). MetOcean Data Portal, On demand data and analytics globally. Tratto da <http://www.metocean-ondemand.com> EMODnet.

EMODnet. (2020). EMODnet Bathymetry. Tratto da <http://www.emodnet-bathymetry.eu>

EMODnet. (2020). EMODnet Human Activities. Tratto da <http://www.emodnet-humanactivities.eu/view-data.php>

ENEA. (2019). Mediterranean + Black Sea circulation forecast, run daily.
Tratto da <https://giotto.casaccia.enea.it/mito/>

Falco, L., Pititto, A., Adnams, W., Earwaker, N., & Greidanus, H. (2019). EU Vessel density map - Detailed Method. EMODnet.

INGV <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>.

MARIN. Report No.18591.620/TECH_DOC/2 - Contact drift model. MARIN.

MarineTraffic. (2019). MarineTraffic: Global ship tracking intelligence. Tratto da <http://www.marinetraffic.com>

Rawson, A., & Rogers, E. (2015). Assessing the impacts to vessel traffic from offshore wind farms in the Thames estuary. *Scientific Journal of the Maritime University of Szczecin*, 99-107.

SSPA Sweden AB. (2008). Methodology for assessing risks to ship traffic from offshore wind farms. SSPA.

Technical University of Denmark (DTU). (2020). Global Wind Atlas. Tratto il giorno Marzo 2020 da <https://globalwindatlas.info/>

Vinnem, J.-E. (2014). *Offshore risk assessment*. Londra: Springer.

Web Map di DGSUNMIG - MISE - Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche DGS-UNMIG. (s.d.).

ZTB "Zone di Tutela Biologica". (s.d.).

www.ser.org



<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521003677>

<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/floating-offshore-wind-turbine>

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118305355>