



Unione Europea



Repubblica Italiana



Regione Autonoma della Sardegna



Titolo del progetto:

Progetto di una centrale eolica offshore (potenza 292,8 MW) sito nel Sud Sardegna, antistante l'isolotto Del Toro e denominato "Del Toro 1"

PROGETTO PRELIMINARE

Livello di progettazione: Progettazione preliminare

Gruppo progettazione:



Dott. Ing. Sesto Avolio



Dott. Ing. Eugenio di Belgiojoso



ELETECH 2000 S.r.l.

Dott. Ing. Roberto Aresi



CEO Studio tecnico d'Ingegneria:
Ing. Vincenzo Vergelli

Dott. Ing. Vincenzo Vergelli

Redazione Studio Preliminare Ambientale:

Coordinamento:

ING. ANDREA RITOSSA S.R.L.



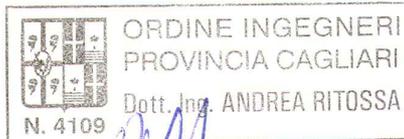
ISO 14001:2015

ISO 9001:2015

ISO 45001:2018

CEO Ing. Andrea Ritossa S.r.l.

Dott. Ing. Andrea Ritossa



Dott. Ing. Enrico Arangino

Consulenza specialistica:



Esperta ambientale e acquacultura

(Dott. ssa Martina Bocci)



Esperto in geologia marina

(Dott. Geol. Antonello Gellon)

Dott. Maurizio Medda

Esperto ambientale

Dott. Pier Augusto Panzalis

Esperto in biologia marina

Dott. ssa Renata Arcaini

Esperta in archeologia

Codice Elaborato:

A

Tipologia elaborato:

PP - Rel

Titolo elaborato:

Relazione generale

Scala: -

Formato : A4

Committente:



Portoscuso (SU) Z.I., Portovesme SNC CAP 09010
Fully Owned by
Seawind Ocean Technology Holding B.V.
Kabelweg 22 1014 BB Amsterdam The Netherlands



European Clean Hydrogen Alliance

Let's start the EU Hydrogen Industry to achieve the EU climate goals

Amministratore e Direttore del progetto: Dott. Ing. Fabio Paravento
Vice Direttore tecnico: Dott. Ing. Sesto Avolio

RIF. ELABORATO:

REVISIONI	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	OGGETTO
00	Maggio 2022	Seawind Srl Ing. Andrea Ritossa Srl	Seawind Srl - F.P. Ing. Vergelli	SEAWIND S.A.	Prima emissione - CONSEGNA
01					
02					

Il presente progetto, o parte di esso, non può essere riprodotto in alcuna forma, in alcun modo e per nessuno scopo, senza autorizzazione della Seawind Italia S.r.l. Ogni infrazione sarà perseguita a termini di legge.



PROGETTO CENTRALE EOLICA OFF-SHORE “DEL TORO 1”

POTENZA NOMINALE DI 292,8 MVA



RELAZIONE GENERALE

REVISIONI					
	00	Maggio 2022	Emissione	Ing. A.Ritossa Ing. V.Vergelli	
	N.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	APPROVATO
NOME ELABORATO					
REL.A – Relazione generale					

INDICE

1. INTRODUZIONE	3
2. POLITICA ENERGETICA EUROPEA, OPPORTUNITA' E SCOPO DEL DOCUMENTO	3
3. CONTESTO NORMATIVO GENERALE	5
4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE, AMBIENTALE URBANISTICO DEL PROGETTO	6
4.1. Caratterizzazione batimetrica dell'area	7
4.2. Inquadramento geologico e geomorfologico	8
4.3. Inquadramento territoriale, ambientale e urbanistico del progetto	11
4.4. Inquadramento delle interferenze navigazione marittima, aerea, infrastrutturali	13
4.5. Inquadramento delle attività della pesca	14
4.6. Strumento urbanistico - Piano Urbanistico Comunale Portoscuso	15
4.7. Piano Regolatore Generale del Consorzio Industriale Provinciale Carbonia Iglesias	16
4.8. Piano Urbanistico provinciale - Piano territoriale di coordinamento	17
4.9. Piano paesaggistico Regionale	17
4.10. Piano di assetto Idrogeologico PAI	19
4.11. Piano regionale di tutela della qualità dell'aria	20
4.12. Siti d'interesse Nazionale (SIN)	20
5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	21
6. DESCRIZIONE DELLE OPERE	26
6.1. AEROGENERATORE	31
6.2. FONDAZIONE GALLEGGIANTE	33
6.3. SISTEMA DI ANCORAGGIO	33
6.4. STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE	35
6.5. CAVI DI VETTORIAMENTO DELL'ENERGIA	38
7. REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	45
7.1. SITO DI PREPARAZIONE E ASSEMBLAGGIO	45
7.2. INSTALLAZIONE DEL CAVO DI CONNESSIONE SOTTOMARINO	46
7.3. INSTALLAZIONE DEL CAVO TERRESTRE E STAZIONE UTENTE	48
8. Operazione E Manutenzione dell'impianto	49
9. Piano DI dismissione	50
10. Cronoprogramma delle attività	57
11. Quadro economico dell'opera, DATI DI PRODUCIBILITA' ED EMISSIONI CO2 RISPARMIATE	58

1. INTRODUZIONE

La Proponente, Seawind Italia S.r.l., completamente incorporata in Seawind Ocean Technology BV, società di diritto olandese, sta sviluppando, coinvolgendo tutte le parti sociali, autorità, rappresentanti locali e nazionali, un progetto per la produzione di energia pulita eolica. L'iniziativa in oggetto riguarda la realizzazione di una centrale eolica off-shore, denominata Del Toro 1, della potenza installata di 292,8 MVA, basata su n. 24 aerogeneratori della potenza elettrica nominale di 12.200 kW cadauno, su piattaforme galleggianti e ubicati nella zona di mare localizzata al largo della Sardegna nella parte sud-occidentale nelle vicinanze dell'isolotto del Toro, nel Comune di Sant'Antioco, nella Provincia del Sud Sardegna.

Il progetto preliminare prevede l'utilizzo di unità di concezione proprietaria con turbine ad asse orizzontale e con rotore bipala del tipo "Seawind 12" montate su piattaforme flottanti in calcestruzzo anch'esse di concezione proprietaria; la scelta finale, proprietaria o di mercato, del tipo di aerogeneratore e unità flottante sarà finalizzata in fase di progetto definitivo.

2. POLITICA ENERGETICA EUROPEA, OPPORTUNITA' E SCOPO DEL DOCUMENTO

L'implementazione di politiche di contrasto al cambiamento climatico ha reso necessario ripensare completamente il sistema energetico a livello globale, europeo e nazionale. Negli anni sono stati assunti provvedimenti volti a fissare obiettivi sempre più ambiziosi in termini di riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra, di miglioramento dell'efficienza energetica e di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Secondo la Commissione Europea, come evidenziato dal sito ufficiale ec.europa.eu, sezione Domande e risposte: strategia per le energie rinnovabili offshore (europa.eu) da cui riportiamo di seguito in questo paragrafo ampi stralci e alcuni punti chiave, l'Italia ha un potenziale enorme per lo sviluppo di parchi a energia eolica in particolare quelli di tipo galleggianti offshore. Su questo potenziale si basa sia la politica europea che quella nazionale e regionale per la riduzione della dipendenza da fonti fossili e per l'integrazione di modelli ambientali e sociali sostenibili nel lungo periodo.

La decarbonizzazione del settore energetico attraverso le energie rinnovabili è una delle chiavi di volta del Green Deal europeo. Le energie rinnovabili offshore sono tra le tecnologie con il maggiore potenziale di espansione, dato il gran numero e la varietà dei bacini marittimi nell'UE e il costante calo dei costi dei nuovi impianti.

Ad oggi, l'eolico offshore galleggiante ha una capacità installata di 40 MW e alcuni Stati membri stanno annunciando grandi progetti commerciali (fonte ec.europa.eu settembre 2021).

L'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili offshore aumenterà l'uso diretto dell'energia elettrica in molti più usi finali della nostra economia e sosterrà l'elettrificazione indiretta attraverso l'idrogeno rinnovabile e altri gas decarbonizzati.

La valutazione d'impatto che accompagna il piano per l'obiettivo climatico 2030 stima che sarebbe necessaria una capacità di 300 GW di energia eolica offshore per costruire un sistema energetico integrato, più verde e climaticamente neutro a orizzonte 2050. Questa strategia indica il modo in cui possiamo arrivare a ottenere tale capacità.

L'UE ha il più grande spazio marittimo al mondo e gode di una posizione unica per sviluppare le energie rinnovabili offshore, in particolare, il Mediterraneo offre un potenziale elevato per l'energia eolica offshore (perlopiù galleggiante) e un potenziale localizzato per l'energia del moto ondoso e mareomotrice. Le isole dell'UE, con il loro grande potenziale per le energie marine, possono svolgere un ruolo importante nello sviluppo delle fonti rinnovabili offshore nell'UE e dimostrare la validità delle tecnologie innovative di generazione elettrica offshore.

Il settore delle tecnologie offshore per le energie rinnovabili sta già superando il settore dell'energia convenzionale in termini di valore aggiunto, produttività del lavoro e occupazione, e può fornire un importante contributo alla crescita economica dell'UE nei prossimi anni.

Il 37 % dei 672,5 miliardi di EUR di cui è dotato il dispositivo per la ripresa e la resilienza sarà destinato alla transizione verde e potrà essere utilizzato, nell'ambito dell'iniziativa "Power up", per sostenere le riforme e gli investimenti nelle energie rinnovabili offshore. Il dispositivo può inoltre sostenere gli investimenti nelle infrastrutture portuali e nelle connessioni alla rete e favorire le riforme necessarie alla diffusione delle energie rinnovabili offshore e alla loro integrazione nei sistemi energetici (ad esempio mediante la semplificazione delle procedure di autorizzazione, la pianificazione delle reti e dello spazio marittimo e le aste per le energie rinnovabili offshore). La Commissione sta lavorando alla revisione del regolamento TEN-E, strumento di pianificazione a lungo termine per l'integrazione della rete energetica che prepara il terreno per gli investimenti dell'UE e i vantaggi sul piano normativo. Lo sviluppo delle infrastrutture di rete per le rinnovabili, comprese quelle offshore, sarà affrontato nel nuovo regolamento.

È auspicabile che gli spazi marini adatti all'energia offshore siano compatibili con la tutela della biodiversità e con altri usi del mare e altre attività economiche, come la pesca, il trasporto marittimo, il turismo e la difesa. Si stima che l'espansione dell'industria delineata da questa strategia richieda meno del 3 % dello spazio marittimo europeo e possa essere realizzata in linea con gli obiettivi della strategia UE sulla biodiversità.

La Commissione collaborerà con gli Stati membri per inserire gli obiettivi di sviluppo dell'energia rinnovabile offshore, sulla base dei rispettivi piani nazionali per l'energia e il clima, nei piani nazionali di gestione dello spazio marittimo che saranno pubblicati nel marzo 2021. La cooperazione regionale sarà fondamentale per una pianificazione efficace dello spazio marittimo che si concretizzi nella diffusione su vasta scala delle energie rinnovabili offshore. Avvalendosi delle competenze delle organizzazioni regionali, la Commissione intende facilitare la cooperazione transfrontaliera tra gli Stati membri all'interno di ogni bacino marittimo e nell'ambito dei progetti pilota multifunzionali.

Non va infine dimenticato che se si vuole diffondere le energie rinnovabili offshore in modo inclusivo, sostenibile ed efficace non si può prescindere dall'adesione dell'opinione pubblica: la consultazione pubblica è parte integrante delle valutazioni ambientali e dei processi di pianificazione dello spazio marittimo, e il coinvolgimento di tutti i gruppi interessati fin dalle prime fasi della pianificazione non solo è di cruciale importanza per garantire che tutte le ripercussioni siano prese in considerazione, ma è necessaria per l'installazione tempestiva di nuova capacità. La strategia impegna la Commissione ad analizzare ulteriormente le interazioni tra le energie rinnovabili offshore e le altre attività in mare, nonché a incoraggiare il dialogo tra tutte le comunità interessate.

Uno dei principi cardine della strategia europea consiste nell'assicurare che la produzione e trasmissione delle energie rinnovabili offshore avvengano all'insegna della sostenibilità e nel rispetto della biodiversità e dell'ambiente. Il loro sviluppo è soggetto alle politiche e alla legislazione dell'UE in materia di ambiente e alla politica marittima integrata.

L'espansione e l'ulteriore sviluppo dell'industria eolica in mare possono essere realizzati in linea con gli obiettivi della strategia dell'UE sulla biodiversità, aumentando la generazione da rinnovabili e assicurando un elevato livello di protezione dell'ambiente e della biodiversità. A tale proposito la Commissione ha adottato oggi anche un nuovo documento di orientamento sullo sviluppo dell'energia eolica e sulla legislazione dell'UE a tutela della natura per favorire un'attuazione coerente delle politiche in queste materie.

In linea con la strategia sulla biodiversità, che invita ad ampliare la rete dell'UE di zone protette in mare portandola dall'11 % al 30 %, la strategia promuove la protezione degli ecosistemi marini vulnerabili. Anche le convenzioni marittime regionali possono svolgere un ruolo in questo contesto, come sedi di scambio di conoscenze e adottando decisioni giuridicamente vincolanti per proteggere l'ambiente marino.

Si ritiene che sia possibile espandere le energie rinnovabili offshore senza produrre un impatto significativo

	RELAZIONE GENERALE PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 1" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<i>REL.A – Relazione generale</i>	Rev. 00

sull'ambiente purché ci sia un'analisi sistematica e approfondita dei potenziali impatti cumulativi sull'ambiente marino e delle interazioni tra le energie rinnovabili offshore e le altre attività marittime.

Proprio per questo obiettivo di prevenzione dell'impatto ambientale e di coinvolgimento di tutte le parti interessate oltre alle autorità locali e nazionali, questo documento di 'scoping' (studio preliminare di impatto ambientale) viene predisposto. La tecnologia proprietaria che Seawind propone è pensata in modo sostenibile già in fase di progettazione e brevetti (oltre 40 proprietari). Ogni componente è progettato con processi e selezione di materiali tali da minimizzare emissioni durante la produzione ed eliminare rilasci di sostanze nell'ambiente. Ad esempio, il nuovo tipo di piattaforma galleggiante in calcestruzzo come struttura di supporto, che 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. Questo ha la capacità di isolare la trasmissione rumore in acqua e di diventare un ambiente naturalmente adatto al proliferare della vita marina.

Questo documento risponde alle indicazioni dell'art. 21 comma 1 del Testo Unico sull'ambiente, che recita "il proponente ha la facoltà di richiedere una fase di consultazione con l'autorità competente e i soggetti competenti in materia ambientale al fine di definire la portata delle informazioni, il relativo livello di dettaglio e le metodologie da adottare per la predisposizione dello studio di impatto ambientale. A tal fine, trasmette all'autorità competente, in formato elettronico, gli elaborati progettuali, lo studio preliminare ambientale, nonché una relazione che, sulla base degli impatti ambientali attesi, illustra il piano di lavoro per l'elaborazione dello studio di impatto ambientale". Introduce quindi il progetto e studia la sua fattibilità ambientale per poi evidenziare il percorso di approfondimenti successivi che porterà allo studio complessivo di Valutazione di Impatto Ambientale a sostegno della richiesta di Autorizzazione Unica.

3. CONTESTO NORMATIVO GENERALE

Con D.M. 10 del novembre 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN), il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN si riportano in particolare l'efficienza energetica, con target di riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030 e l'ampliamento delle fonti rinnovabili, con target del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015.

Puntando su una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015, oltre che una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

In seguito alla crisi mondiale di pandemia Covid19, si è definito il cosiddetto PNRR, Piano nazionale di Ripresa e Resilienza. Questo piano punta, tra le molte linee direttrici, anche di semplificare ed incentivare lo sviluppo dell'eolico offshore.

In linea con lo sforzo di incentivazione, è stato emanato il Decreto Legislativo n.199 dell'8 novembre 2021, che attua la Direttiva UE 11/12/2018, n. 2001. Esso detta i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica. Successivamente, è stato pubblicato il Decreto legge 1 marzo 2022, n. 17 che amplia l'autorizzazione unica rilasciata dallo Stato non solo all'impianto ma anche alle opere per la connessione alla rete; inoltre con l'art. 13 accorcia ulteriormente gli iter autorizzativi delle rinnovabili e va a modificare alcuni passaggi dell'articolo 23 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (Procedure autorizzative per impianti off-shore e individuazione aree idonee) includendo anche le "aree non sottoposte a vincoli incompatibili con l'insediamento di impianti off-shore".

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE, AMBIENTALE URBANISTICO DEL PROGETTO

Di seguito si riporta una descrizione sintetica in merito agli inquadramenti ambientali relativi alla zona dell'installazione dell'impianto eolico Del Toro 1. Per dettagli non esaurientemente esposti si rimanda allo Studio Preliminare Ambientale allegato al presente progetto.

Il progetto Floating Wind IT1201 (nome in codice "Del Toro 1") ha una capacità totale di 293 MW.

L'elettricità viene prodotta (seguendo la soluzione tecnica proprietaria di riferimento del progetto preliminare, che potrebbe essere modificata in sede di progettazione definitiva) utilizzando 24 innovativi generatori a turbina eolica galleggiante brevettata da Seawind, con una capacità di 12,2 MW ciascuna

Nella Figura 1 seguente è possibile osservare la posizione dell'impianto nel mare sudoccidentale della Sardegna compreso tra il limite dell'12MN e quello delle 24 MN.

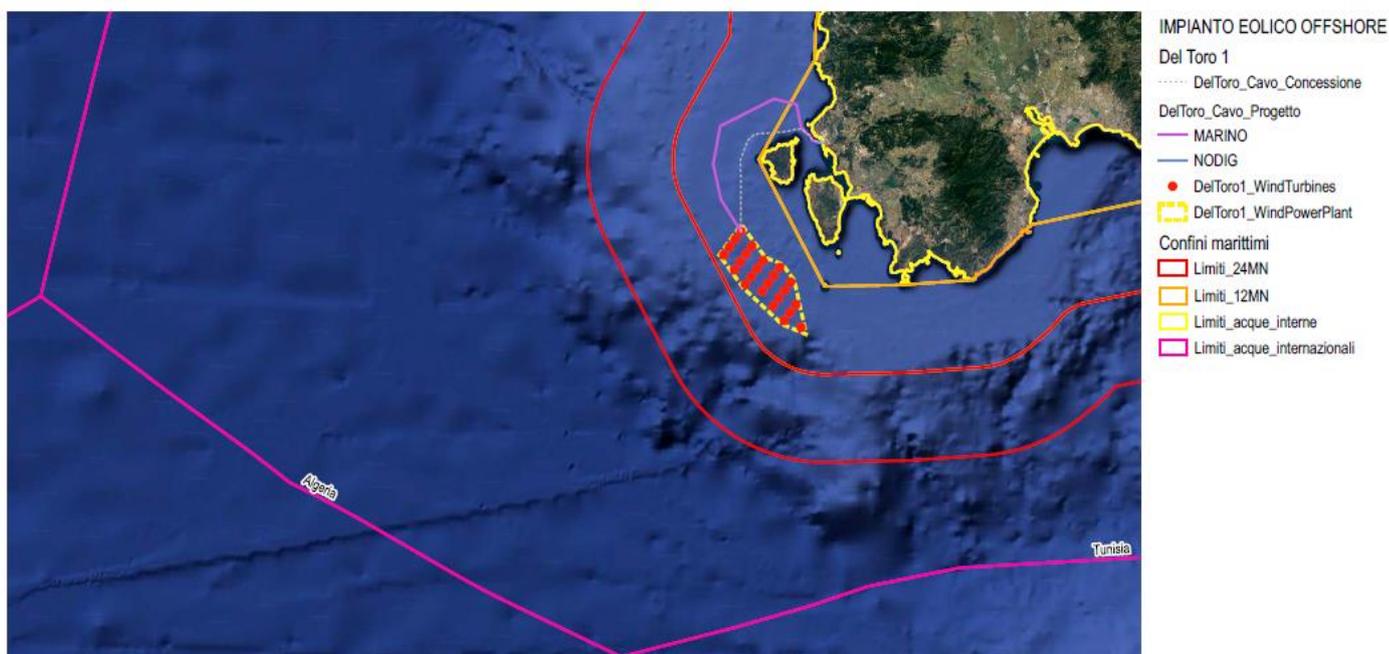


Figura 1: Collocazione dell'impianto eolico Del Toro 1 rispetto ai confini marittimi;

4.1. Caratterizzazione batimetrica dell'area

L'ambito territoriale del Mare di Sardegna Sud Occidentale è caratterizzato da un andamento batimetrico variabile con buona continuità, entro i primi 20 - 30 km dalla costa.

Dall'analisi dei dati disponibili GEBCO (*General Bathymetric Chart of the Oceans* - <https://www.gebco.net/>), per distanze superiori ai 50 km si osserva una repentina variazione del fondale passando da -200 m a -1200 m (Figura 2 e Figura 3).

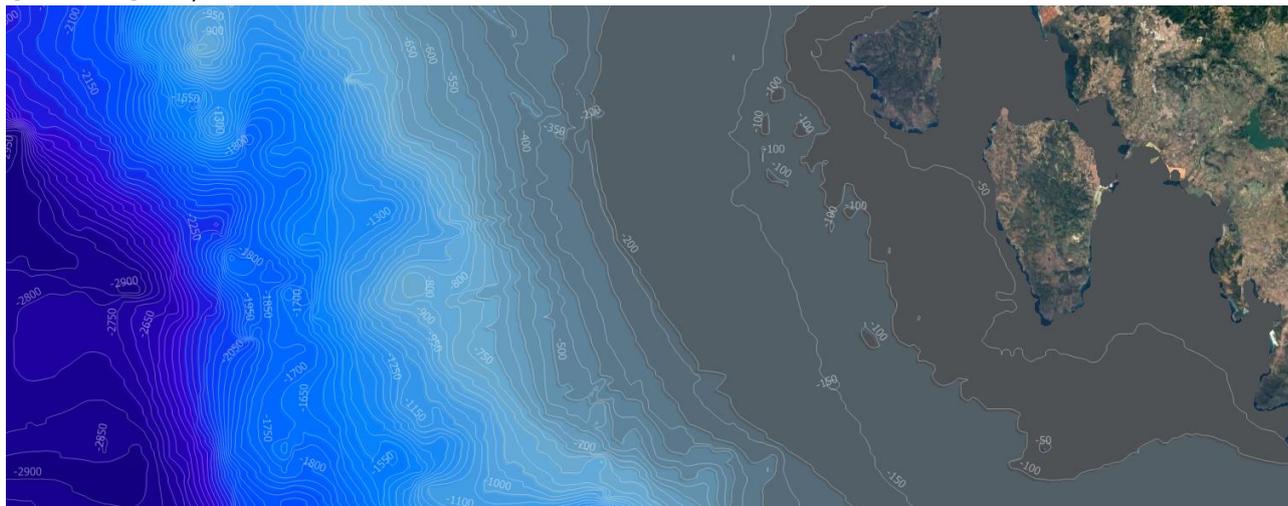


Figura 2: Caratterizzazione batimetrica dell'area - fonte: GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans) <https://www.gebco.net/>;

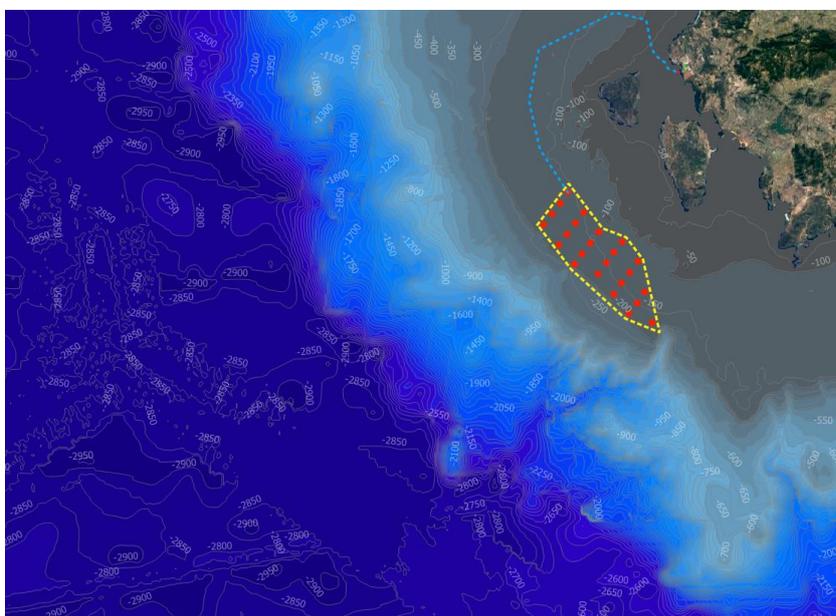


Figura 3: Caratterizzazione batimetrica dell'area - fonte: GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans) <https://www.gebco.net/>;

Al di sotto della scarpata continentale, il cui limite superiore è posto a circa 23 km dalle isole di Carlotforte e Sant'Antioco si riscontra la presenza di un fondale regolare fino al raggiungimento della profondità di -2800 m in circa 42 km dal piede della scarpata continentale.

La seguente Figura 4 illustra i dati relativi alla batimetria nell'area interessata dal progetto.

Le profondità che interessano l'Impianto eolico offshore denominato Del Toro1 variano attorno ai -160 m / -200 m.

4.2. Inquadramento geologico e geomorfologico

L'area di posizionamento dell'impianto eolico Del Toro 1, è ubicata nel settore marino costiero della Sardegna sud-occidentale nel Mar di Sardegna.

L'area di interesse più prossima alla costa dista circa 13 km (circa 7 miglia nautiche) rispetto all'Isola di Sant'Antioco e circa 8,8 km (circa 4,7 miglia nautiche) rispetto all'Isolotto del Toro ed è posizionata su fondali compresi fra i -110 e i -220 m come evidente dalla tavola batimetrica allegata.

I fondali ricadenti nella zona di installazione dell'impianto eolico del Toro1 possono essere identificati all'interno della piattaforma interna nella quale è presente una morfologia complessa ben delimitata, strettamente condizionata da elementi strutturali simili a quelli che si ritrovano a terra ed è caratterizzata da una morfologia irregolare con ampi affioramenti della successione vulcanico-sedimentaria terziaria fino alla profondità di -125 metri, ma che si estende verso il largo con una fascia monotona sul bordo di -175 metri caratterizzata da una copertura con sedimenti fini inconsolidati, concentrati prevalentemente nelle depressioni.

Alla presente nota viene allegata una Carta Geomorfologica "della piattaforma continentale e delle coste del Sulcis" – Orrù e Ulzega (1989), rappresentativa del settore costiero emerso e sommerso dell'area in osservazione e nello specifico dell'area più prossima alla costa.

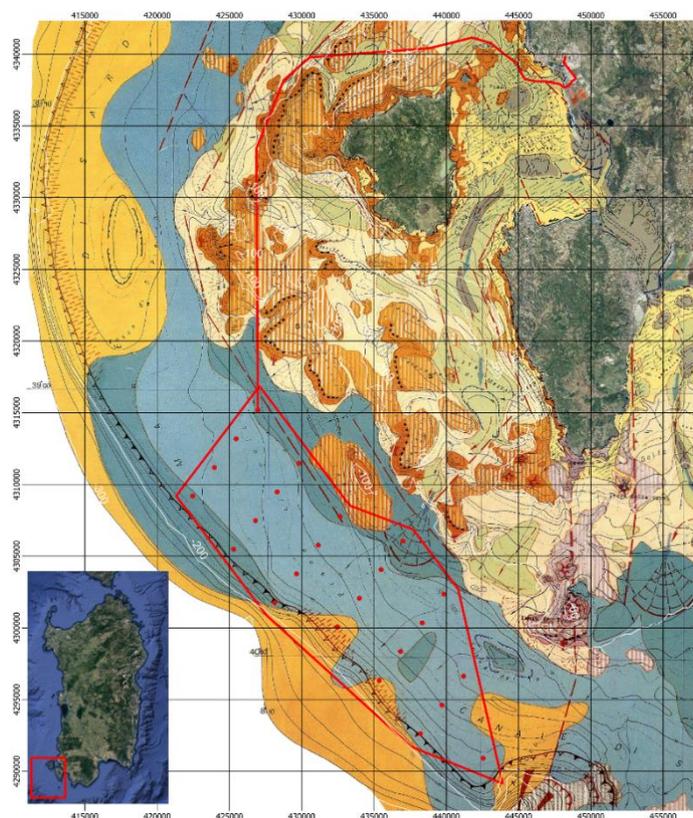


Figura 4: Carta geomorfologica della Piattaforma Continentale e delle Coste del Sulcis (Orrù - Ulzega, 1989) - SETTORE SOMMERSO

Fanno eccezione alcune zone particolari: ad Ovest dell'Isola di Sant'Antioco una depressione parallela alla costa sottolinea la presenza di un piccolo *Graben* in fase di colmata; a Nord dell'Isola di San Pietro una depressione normale alla costa rappresenta probabilmente il limite settentrionale del bacino terziario del Sulcis.

Nella zona prossimale sono presenti grandi morfologie strutturali sommerse del distretto vulcanico Oligo-miocenico con centri di emissione e colate, rilievi tabulari a *mesas* e *cuestas*, caldere a orlo complesso, *necks* e mega-dicchi, separati da profonde incisioni, spesso occupate da grossi sedimenti di origine sia bioclastica, sia terrigena.

La piattaforma prossimale leggermente inclinata è colmata dalla serie sedimentaria del Miocene superiore e nel settore distale dalla successione progradante del Plio – Pleistocene.

Nella piattaforma esterna i sedimenti ricoprono completamente il substrato obliterandone le eventuali forme legate a processi morfogenetici o a motivi strutturali.

Valori significativi riguardanti l'acclività possono essere indicati solo per la piattaforma esterna, con valori sempre inferiori al 0,004%; il limite tra piattaforma interna ed esterna è rappresentata da una serie di scogliere incise nel substrato vulcanico.

L'area in studio emersa e sommersa geologicamente rientra in una regione della Sardegna sud-occidentale dominata strutturalmente dalle vulcaniti calco-alcaline oligo-mioceniche, poggianti sui sedimenti epicontinentali eocenici che formano il bacino lignitifero del Sulcis.

Una tettonica disgiuntiva con faglie dirette di notevole importanza interessa l'intero bacino, a terra e in mare a partire dalle sponde, rappresentate da formazioni sedimentarie del Paleozoico inferiore.

Nel Golfo di Palmas sono inoltre presenti alcuni affioramenti di sedimenti carbonatici mesozoici, residui di una copertura molto più estesa, interessata anch'essa da una tettonica terziaria.

Movimenti neotettonici sono stati individuati lungo la fascia costiera tra il Golfo di Palmas e il Canale di San Pietro.

Tramite datazioni assolute, le età di messa in posto delle vulcaniti per l'Isola di Sant'Antioco sono comprese da un massimo di circa 18 milioni di anni ad un minimo di 16 milioni di anni ed è variabile, sia per caratteri chimico-petrografici, sia per litofacies legate a modalità di attività vulcaniche differenti.

A Sud dell'Isola di Sant'Antioco, a circa 1,5 miglia nautiche dalla costa, è situata l'Isola della Vacca con l'Isolotto del Vitello e ancora più a Sud, a circa 5,4 miglia nautiche, l'Isola del Toro che risulta essersi messa in posto circa 13 milioni di anni fa.

Queste piccole isole sono caratterizzate da rocce vulcaniche a vario chimismo e testimoniano il vulcanesimo che ha caratterizzato sulla costa l'isola madre con l'alternanza di effusioni laviche ed eruzioni esplosive.

Esse sono costituite da una sequenza vulcanica basale del tipo breccia d'esplosione, intervallata da depositi vulcano-clastici laminati e ricchi di frammenti litici eterometrici, riconducibili a depositi da *surge* piroclastico (flussi che contengono un quantitativo di gas molto superiore rispetto ai materiali solidi) e da sequenze superiori di colate laviche dalla presunta affinità calco-alcalina e presunta composizione basaltico-andesitica ed andesitica.

L'Isola della Vacca (altezza massima 94 metri) e del Vitello sono formate da VULCANITI BASICO-ANDESITICHE di colore rosso scuro, con rocce fortemente erose dal vento.

Rocce vulcaniche più recenti sono presenti presso il "neck" o collo vulcanico trachitico dell'Isola del Toro, che rappresenta il punto geografico più a Sud del territorio sardo.

Questa struttura prodotta dalla solidificazione del magma all'interno di un camino vulcanico emerge dal mare con forma tronco-conica; è di notevole imponenza viste le non comuni dimensioni del condotto ed evidenzia la presenza di rocce a composizione strettamente trachitica legate al vulcanismo oligo-miocenico.

La sua geologia è caratterizzata da VULCANITI RIOLITICHE del Terziario rappresentate da trachiti alcaline olocristalline massive messe in posto nelle ultime fasi del vulcanesimo oligo-miocenico.

La superficie rocciosa dell'Isola del Toro è aspra e scoscesa, abbondantemente erosa e modellata dalle forze del mare e dal vento con quasi totale assenza di suolo utile alla vegetazione.

La forma è quasi circolare (diametro 350-400 metri), misura circa 11 ettari di superficie e si innalza con la sua forma tronco-conica alquanto ripida sino alla quota massima di 112 m s.l.m. in corrispondenza del vecchio fanale di avvistamento per segnalazione ai naviganti, da diversi anni alimentato a pannelli solari, che è raggiungibile mediante una scalinata di pietra scolpita nella roccia.

Nell' Isola non sono presenti approdi protetti, non possiede riserve di acqua o risorse diverse di alcun tipo.

In riferimento all'area di approdo nel Porto di Portovesme del cavidotto, essa è rappresentata nel suo sviluppo verso la Stazione da terreni, riportati in dettaglio nella seguente carta geologica, ascrivibili prevalentemente a depositi pleistocenici dell'area continentale del *Sintema di Portovesme* – litofacies nel *Subsintema di Portoscuso* caratterizzati da ghiaie alluvionali terrazzate, da medie a grossolane con subordinate sabbie, da sabbie e arenarie eoliche, con subordinati detriti e depositi alluvionali. PLEISTOCENE SUP. – (Quaternario).

Di seguito si mostra la carta geologica in riferimento a Portovesme (Figura 5).



Figura 5: Carta geologica terrestre

4.3. Inquadramento territoriale, ambientale e urbanistico del progetto

- **RETE NATURA 2000 SITI DI IMPORTANZA COMUNITARIA SIC – ZONE DI PROTEZIONE SPECIALE ZPS – ZONE SPECIALI DI CONSERVAZIONE ZSC**

La Rete Natura 2000 è un insieme di aree d'importanza naturalistica definite sulla base dei criteri contenuti in due distinte Direttive Comunitarie:

- La Direttiva CEE n° 409/1979 (2009/147/CE) riguarda specificatamente la conservazione degli uccelli selvatici (meglio conosciuta come Direttiva "Uccelli") e stabilisce che tutti gli Stati membri devono attuare una serie di interventi finalizzati alla conservazione di determinate specie avifaunistiche e dei loro habitat, primo fra tutti l'individuazione sul territorio nazionale di Zone di Protezione Speciale (ZPS) all'interno delle quali attuare adeguate misure di conservazione;
- La Direttiva CEE n° 43/1992 (Direttiva Habitat) è finalizzata conservazione degli habitat naturali e seminaturali della flora e della fauna selvatiche, consente l'istituzione di sistema di aree protette costituite dai Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone Speciali di Conservazione (ZSC).

In Sardegna la Rete Natura 2000, caratterizzata da un'estensione complessiva di 574.836 ettari, è costituita da 93 Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e 37 Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Gli ambiti in cui è proposta l'ubicazione degli aerogeneratori, il percorso dell'elettrodotto sottomarino e il tracciato del cavidotto a terra, non ricadono all'interno di nessuna delle tipologie di aree della Rete Natura 2000.

Nell'area vasta, selezionata includendo i comuni di Sant'Antioco, Calasetta, Carloforte, Portoscuso, San Giovanni Suergiu, Sant'Anna Arresi e Teulada, sono presenti diversi SIC/ZSC e ZPS

- **CARTA DELLA RETE NATURA DELLA REGIONE SARDEGNA**

La Carta della Natura individua lo stato dell'ambiente naturale in Sardegna, evidenziando i valori naturali ed i profili di vulnerabilità; da tale elaborato tecnico è possibile evidenziare la distribuzione degli habitat (vedi tavola 18) con dettaglio in scala 1:25.000, inoltre per ciascun biotopo, mediante l'impiego di alcuni indici sintetici, è stato calcolato il Valore Ecologico, la Sensibilità Ecologica, la Pressione Antropica e la Fragilità Ambientale (vedi tavola 18).

- **INQUADRAMENTO NATURALISTICO RISPETTO ALLE AREE SECONDO LA L.R. 31/89**

La Regione Sardegna, ai fini della conservazione, del recupero e della promozione del patrimonio biologico, naturalistico e ambientale dell'Isola, definisce con la L.R. 31/89 l'istituzione e la gestione dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali, nonché delle aree di particolare rilevanza naturalistica e ambientale.

Gli ambiti in cui è proposta l'ubicazione degli aerogeneratori, il percorso dell'elettrodotto sottomarino e il tracciato del cavidotto a terra, non ricadono all'interno di nessuna area protetta definita dalla norma di cui sopra (vedi Tavola 16).

• **INQUADRAMENTO NATURALISTICO RISPETTO ALLE AREE IBA**

Le Aree Importanti per l'Avifauna (IBA), sono siti d'importanza internazionale per la conservazione dell'avifauna; sono state proposte da organizzazioni no-profit, in Italia dalla LIPU, e individuate secondo criteri standardizzati e accordati internazionalmente. Ogni singola IBA risponde ai requisiti per la conservazione di determinate specie di uccelli per i quali sono state identificate. La funzione delle aree della rete IBA è, in sostanza, quella di identificare e proteggere su scala biogeografica un insieme di aree critiche per la sopravvivenza nel lungo termine di popolazioni di uccelli che in esse sono diffusi. L'inventario delle zone IBA è stato individuato dalla Commissione Europea come meritevole di designazione a ZPS, pertanto è stato anche un punto di riferimento fondamentale nel processo di designazione delle ZPS nell'ambito della definizione della Rete Natura 2000.

In Sardegna sono presenti un totale di 35 aree IBA che comprendono sia porzioni terrestri sia porzioni marine. Gli ambiti in cui è proposta l'ubicazione degli aerogeneratori, il percorso dell'elettrodotto sottomarino e il tracciato del cavodotto a terra, non ricadono all'interno di nessuna area IBA di tipo marino e terrestre (vedi Tavola 15).

• **CARATTERIZZAZIONE DELL'AMBIENTE MARINO OFFSHORE E ONSHORE**

La cartografia ambientale tematica riveste un ruolo di primaria importanza sia per gli aspetti di ricerca di base, legati alla conoscenza degli ecosistemi, sia per gli aspetti finalizzati, legati a necessità di intervento e gestione del territorio.

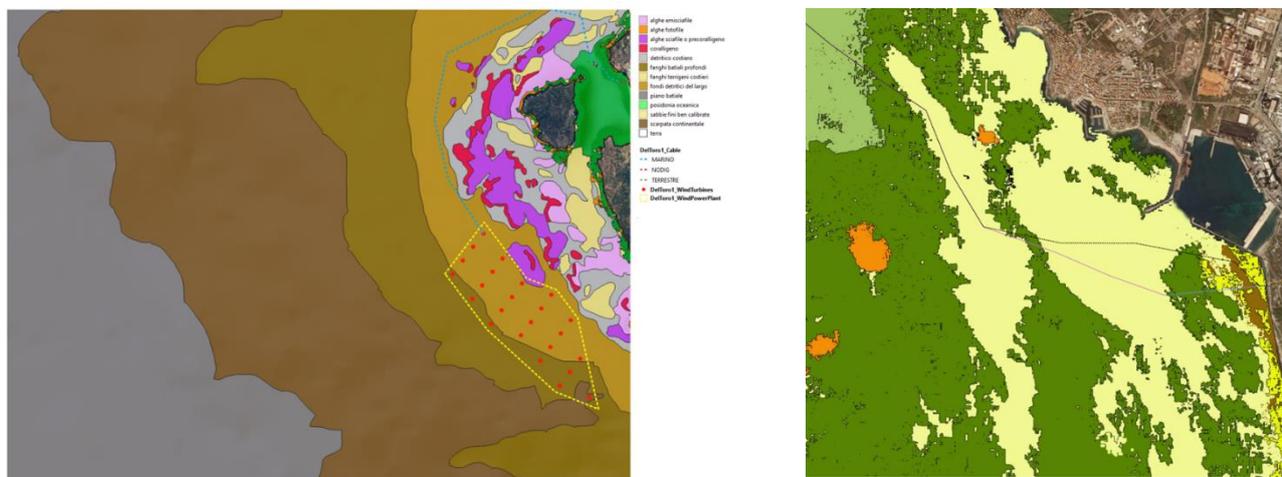


Figura 6: Caratterizzazione bionomica dell'ambiente marino OFFSHORE (sinistra) onshore (destra);

Nello Studio Preliminare Ambientale allegato al progetto vengono descritte in modo molto dettagliato le comunità bentoniche caratterizzanti l'ambiente marino in cui ricade il progetto dell'impianto eolico di Del Toro 1.

• AREE SOGGETTE AD ASSERVIMENTI INFRASTRUTTURALI

In prossimità dell'area di progetto per l'impianto Del Toro 1 sono presenti alcune linee di comunicazione come illustrato nella tavola di riferimento (*Tav. 3.2 – Planimetria inquadramento impianto eolico e cavidotto rispetto alle interferenze sottomarine*), del quale si riporta un estratto a scala ridotta.

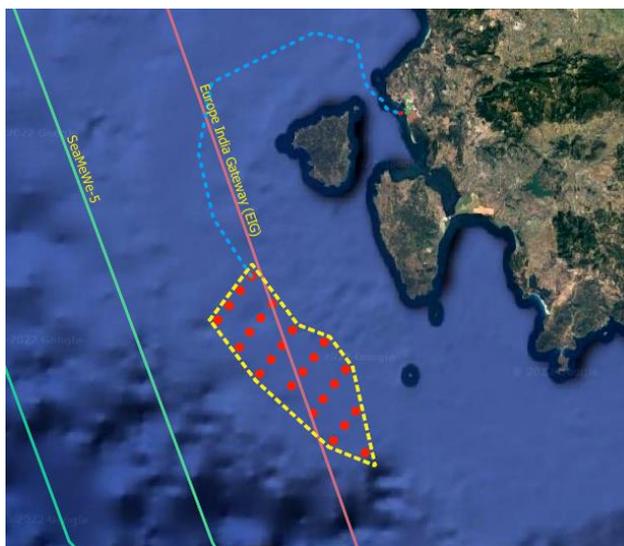


Figura 8: Presenza dei cavi delle telecomunicazioni in prossimità dell'area d'intervento Del Toro 1 – fonte EMODNET;

Come indicato nell'immagine precedente il cavo delle telecomunicazioni che interessa l'area di installazione dell'impianto eolico è l'Europe India Gateway (EIG).

La lunghezza approssimativa di questo cavo è di circa 15 000 km.

4.5. Inquadramento delle attività della pesca

Il settore peschereccio della Sardegna è connotato da una marcata artigianalità nonché da un'accentuata polivalenza. La piccola pesca rappresenta il segmento più rilevante, sia da un punto di vista numerico che sociale, occupazionale ed economico. Tuttavia, lo strascico ricopre un ruolo tutt'altro che secondario nel panorama regionale in quanto, oltre a rappresentare la maggiore percentuale in stazza di tutta la flotta isolana, detiene anche una quota molto consistente delle catture regionali. Per maggiori dettagli si rimanda allo Studio preliminare Ambientale allegato.

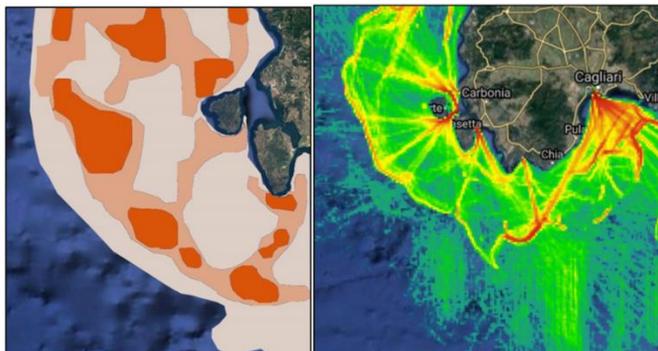


Figura 9: Nella figura a sinistra sono rappresentate le aree di pesca a strascico con maggiore frequenza (sforzo di ore di pesca); nella figura a destra sono rappresentate le principali rotte dei pescherecci a strascico dell'Area GSA 11.1

4.6. Strumento urbanistico - Piano Urbanistico Comunale Portoscuso

Lo strumento urbanistico vigente è il PUC recentemente aggiornato in adeguamento al Piano Paesaggistico Regionale (delibera del Consiglio Comunale n°33 del 08 giugno 2016), ai sensi e per gli effetti dell'articolo 20 e seguenti della Legge Regionale 22 dicembre 1989, n°45.

Il Piano Urbanistico Comunale costituisce lo strumento di pianificazione generale del Comune di Portoscuso.

Il percorso del cavo e le aree per la realizzazione della sottostazione di consegna ricadono all'interno della sottozona D1 e in prossimità della zona H3:

- **Zona - D1 Grandi aree industriali - Sottozona D1_1 - Agglomerato Industriale di Portovesme.**

Il Nucleo Industriale di Portovesme copre un'area di circa 635ha riservata esclusivamente agli insediamenti industriali e servizi ad essi connessi.

Quest'area è interessata sia dalla posa del cavo che dall'installazione dei fabbricati della sottostazione di consegna.

- **Zona - H3 Verde di rispetto**

Il PUC conferma in generale le fasce di verde di rispetto previste dall'attuale strumento urbanistico, integrate sulla costa dal nuovo vincolo di tutela integrale e prevede l'ampliamento delle fasce di verde di rispetto in corrispondenza dell'asse esterno della zona industriale, fino al canale di guardia.



Figura 10: Stralcio tracciato cavidotto e ubicazione sottostazione di consegna su strumenti urbanistici vigenti PUC Portoscuso;

4.7. Piano Regolatore Generale del Consorzio Industriale Provinciale Carbonia Iglesias

Il Piano Regolatore dell'agglomerato industriale di Portovesme fu approvato con il Decreto del Consiglio Ministri in data 28/11/1967.

In seguito ai primi insediamenti e alle relazioni delle prime infrastrutture negli anni 70 si delineò in modo chiaro la necessità di apportare al Piano Regolatore alcune varianti che consentissero un ordinato sviluppo dell'Agglomerato industriale di Portovesme.

Venne varata la variante del Piano regolatore con due decreti: il primo in data 31/12/1981 e il secondo in data 20/04/1982.

Il Consorzio Industriale Provinciale Carbonia - Iglesias è nato come strumento pubblicistico per la gestione delle aree produttive.

Esso è stato costituito ai sensi dell'art. 50 del D.P.R. n. 218/78 "Testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno", con la finalità di "favorire nuove iniziative industriali di cui sia prevista la concentrazione di una determinata zona".

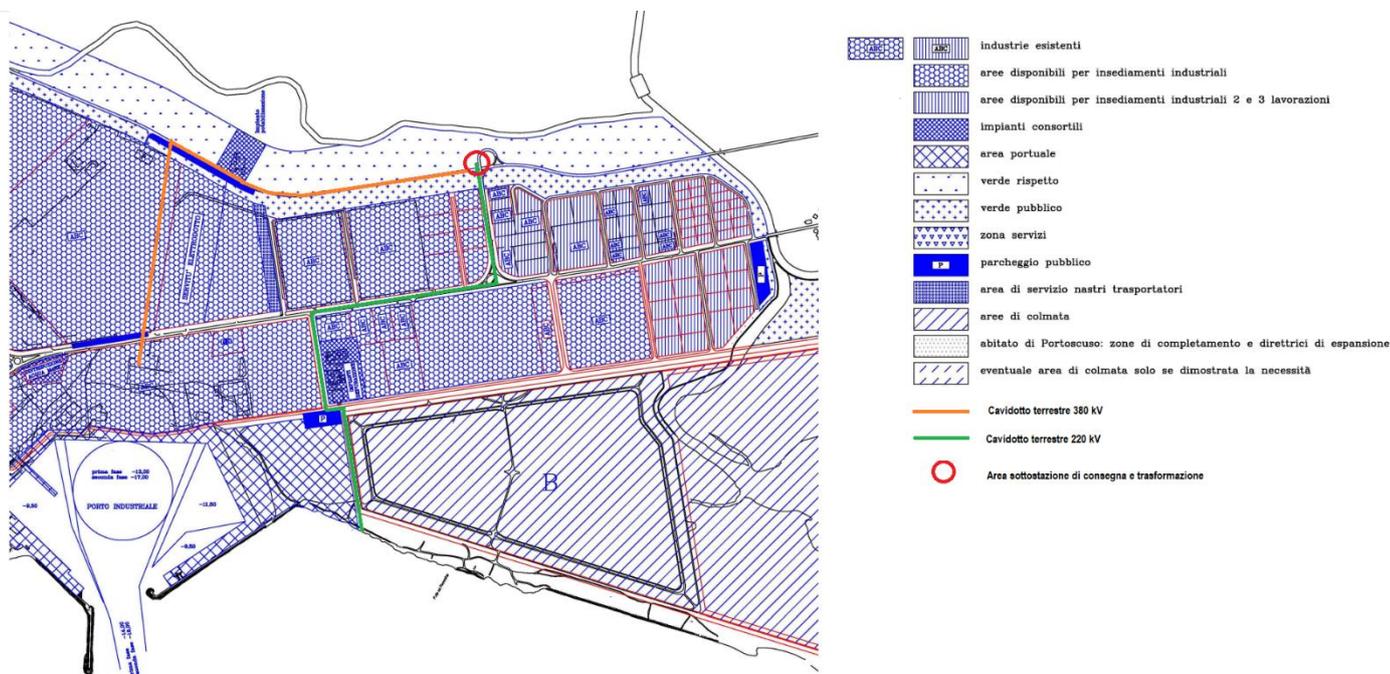


Figura 11: Zonizzazione del consorzio Industriale Provinciale Carbonia - Iglesias

Dall'immagine precedente è possibile notare che il tracciato del cavidotto interessa la viabilità terrestre esistente e aree disponibili per insediamenti industriali.

4.8. Piano Urbanistico provinciale - Piano territoriale di coordinamento

Il Piano Urbanistico Provinciale definisce gli obiettivi di assetto generale e tutela del territorio e assicura la coerenza degli interventi alle direttive ed i vincoli regionali al Piano Paesaggistico Regionale.

Esso ha acquisito gli elementi descrittivi e di indirizzo progettuale contenuti negli Ambiti identificati dal PPR. Le opere in progetto ricadono nell'Ambito di paesaggio n. 6 – Carbonia e isole sulcitane in particolare rientrano nel sotto-ambito 6.3 "Area insediativa e industriale di Portoscuso - Portovesme".

Il Piano ha come obiettivo la riqualificazione del degrado industriale mediante un'azione coordinata dei comuni interessati; Nello specifico per il sotto-ambito in questione si mira a riequilibrare il rapporto tra la presenza industriale del polo di Portovesme, l'insediamento urbano, il turismo, le attività agricole e la pesca marina e lagunare dell'Ambito, cercando di eliminare i conflitti delle attività industriali con il sistema ambientale.

Il Piano Provinciale promuove quindi la riqualificazione delle aree produttive e le opere proposte in progetto sono coerenti con gli indirizzi del piano.

4.9. Piano paesaggistico Regionale

Le opere in progetto ricadono nell'Ambito n° 6 del PPR denominato: Carbonia e Isole Sulcitane.

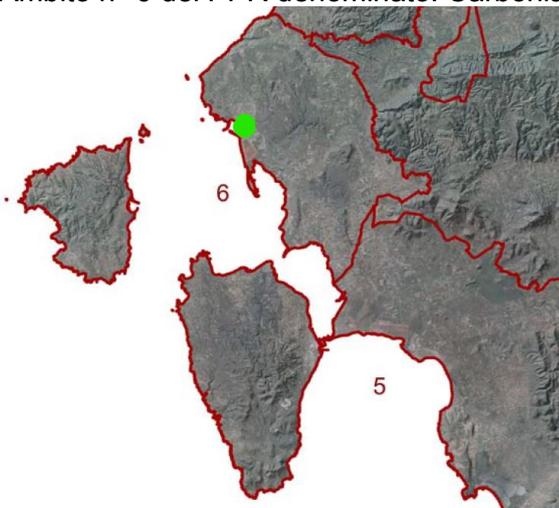


Figura 12: Inquadramento area d'intervento (verde) all'interno dell'Ambito 6 Carbonia e Isole Sulcitane;

- **Descrizione dell'ambito**

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.

	RELAZIONE GENERALE PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 1" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<i>REL.A – Relazione generale</i>	Rev. 00

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

Il sistema insulare di Sant'Antioco e San Pietro definisce lo spazio marino costiero e rappresenta l'elemento di identità e relazione del complesso sistema di risorse storiche, insediative ed ambientali. L'insediamento è caratterizzato dalla presenza di centri urbani di impianto storico (Carloforte, Calasetta, Porto Scuso, Sant'Antioco), che trovano nello specchio acqueo antistante, l'ambito privilegiato di relazione ed il riferimento di localizzazione originario.

Permangono testimonianze di insediamenti e infrastrutture connesse alla pratica tradizionale della pesca, quali ad esempio il patrimonio storico-architettonico delle tonnare dismesse. L'isola di San Pietro si caratterizza inoltre per una copertura vegetale a gariga, formazioni a Pino d'Aleppo ed endemismi floristici.

- **Valori e criticità**

VALORI

- Presenza di aree ad elevata valenza naturalistica e paesaggistica dal sistema delle coste alte e rocciose di Capo Altano-Porto Paglia, dal sistema delle isole minori di San Pietro e Sant'Antioco.
- Compendi lagunari di importanza ecologica, di interesse per l'acquacoltura e produttivo salinifero.
- Sistema insediativo costiero dei centri urbani di fondazione di Carloforte, Calasetta, S. Antioco e Portoscuso e delle infrastrutture portuali che presidiano il settore costiero.
- La rete dei presidi costieri delle tonnare.
- L'edificato diffuso tradizionale dell'aree interne delle isole maggiori, quali le baracche carlofortine.
- Parco Geominerario.

CRITICITA'

- Degrado ambientale dovuto all'impatto delle attività minerarie dismesse, con fenomeni di subsidenza dei suoli, alterazione dell'idrodinamica delle falde acquifere e diffusione di discariche della pregressa attività estrattiva.
- Degrado della copertura pedologica e vegetale dei sistemi montani, per continui e ripetuti fenomeni di incendio.
- Dissesto idrogeologico del reticolo idrografico e dei versanti.
- Degrado ecologico dei principali sistemi fluviali, delle zone umide costiere e dei sistemi sabbiosi litoranei.
- Compromissione ambientale derivante dalle attività del Polo Industriale di Portovesme, che costituisce una permanenza del territorio costiero e che ha determinato spesso usi conflittuali delle risorse in rapporto alla naturale evoluzione degli ecosistemi. Inoltre, si rilevano interventi invasivi di

bonifica idraulica, canalizzazioni importanti e scarico di reflui, intensi emungimenti delle falde, stoccaggio e messa a dimora di scorie industriali da sottoporre a monitoraggio ambientale.

Nell'area in esame non sono presenti Beni paesaggistici e identitari (Art. 9 NTA PPR) sottoposti a tutela:

- **Beni paesaggistici ex artt. 134, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 157 del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 e succ. mod.;**
- **Beni identitari ex artt. 5 e 9 NTA:**
- **Parco geominerario Storico Ambientale**

Aree di insediamento produttivo di interesse storico-culturale come "Parco geominerario storico ambientale" secondo il D.M. 08.09.2016.

4.10. Piano di assetto Idrogeologico PAI

Il Piano di assetto idrogeologico (P.A.I.) 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 è stato redatto ai sensi della legge n. 183/1989 e del decreto-legge n. 180/1998, le misure di salvaguardia sono entrate in vigore nel Marzo 2005 e approvato nella sua interezza con decreto del Presidente della Regione Sardegna n. 67 del 10/07/2006.

Il PAI costituisce un processo pianificatorio dinamico, in quanto l'assetto idrogeologico e le sue caratteristiche fisiche ed ambientali sono soggette ad un continuo processo evolutivo caratterizzato sia da mutamenti che si esplicano nel lungo periodo, legati alla naturale evoluzione idrogeologica del territorio, sia soprattutto da alterazioni e/o cambiamenti repentini dovuti al verificarsi di eventi di dissesto ovvero conseguenti alle trasformazioni antropiche dei luoghi. Per maggiori dettagli si vedano le Tav. 26 e 27 e lo Studio preliminare ambientale allegato al presente progetto.

Le lavorazioni a terra non interessano delle aree soggette a nessun grado di pericolosità idraulica e non interferiscono con il reticolo idrografico presente. In merito alla pericolosità geomorfologica invece il tracciato del cavidotto e la sottostazione di consegna ricadono marginalmente in aree soggette a pericolosità geomorfologica nulla (*Hg0* e bassa *Hg1*).



Figura 13: Estratto della tavola - pericolosità geomorfologica;

Nelle aree di pericolosità moderata da frana compete agli strumenti urbanistici, ai regolamenti edilizi ed ai piani di settore vigenti disciplinare l'uso del territorio e delle risorse naturali, le nuove costruzioni, la realizzazione di nuovi impianti, opere ed infrastrutture a rete e puntuali pubbliche o di interesse pubblico, i nuovi insediamenti produttivi commerciali e di servizi, le ristrutturazioni urbanistiche e tutti gli altri interventi di trasformazione urbanistica ed edilizia, salvo in ogni caso l'impiego di tipologie e tecniche costruttive capaci di ridurre la pericolosità ed i rischi (Art. 30 NTA PAI Capo III – Aree di pericolosità da frana).

Quindi l'intervento in progetto non è in contrasto con questo strumento.

4.11. Piano regionale di tutela della qualità dell'aria

Il Piano Regionale di Qualità dell'Aria Ambiente è stato predisposto ai sensi del d.lgs. 155/2010 e s.m.i., "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa" individua le misure da adottarsi per ridurre i livelli degli inquinanti nelle aree con superamenti dei valori limite di legge, nonché le misure aggiuntive per preservare la migliore qualità dell'aria in tutto il territorio regionale.

Il territorio di Portoscuso ricade nella Zona Industriale. Essa è invece costituita da aree prettamente industriali su cui il carico emissivo è determinato prevalentemente da più attività energetiche e/o produttive, situate nel territorio dei Comuni che ne fanno parte.

L'Ambito di realizzazione delle opere a terra, consistenti nella posa del cavo e costruzione della sottostazione di misure e consegna per l'impianto eolico Del Toro 1, si trova nella zona industriale di Portoscuso.

Il progetto tra le sue finalità premetterà una riconversione energetica delle aree industriali e quindi è compatibile con gli obiettivi del piano.

4.12. Siti d'interesse Nazionale (SIN)

All'interno di queste aree (si veda l'elaborato grafico predisposto a riguardo *Tav. 19 – Planimetria impianto eolico e cavidotto su perimetrazione Aree S.I.N.*) l'Art. 42 delle NTA del PPR (*Art. 42 – Aree di recupero ambientale. Prescrizioni*) prevede che non sono consentiti interventi, usi o attività che possano pregiudicare i processi di bonifica e recupero o comunque aggravare le condizioni di degrado.

Le aree a terra interessate da questo progetto ricadono all'interno di aree fortemente compromesse dalle attività industriali e viene riconosciuta come area S.I.N. denominata Sulcis-Iglesiente-Guspinese. L'intervento in progetto non è in contrasto con queste prescrizioni poiché mira alla rimozione, parziale, delle cause di degrado che caratterizzano questa zona consentendone una sua riconversione produttiva.

5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto Floating Wind IT1201 (nome in codice "Del Toro 1") ha una capacità totale di 293 MW.

L'elettricità viene prodotta (seguendo la soluzione tecnica proprietaria di riferimento del progetto preliminare, che potrebbe essere modificata in sede di progettazione definitiva) utilizzando 24 innovativi generatori a turbina eolica galleggiante brevettata da Seawind, con una capacità di 12,2 MW ciascuna. La produzione totale di energia sarà di 1,2 milioni di Megawattora (MWh) all'anno, contribuendo notevolmente alla decarbonizzazione della capacità energetica della Sardegna. Ciascuna delle 24 unità sarà posizionata in uno specchio d'acqua ad una profondità maggiore di 100 m al largo della Sardegna sudoccidentale.

Nella Figura 14 seguente è possibile osservare la posizione dell'impianto nel mare sudoccidentale della Sardegna.

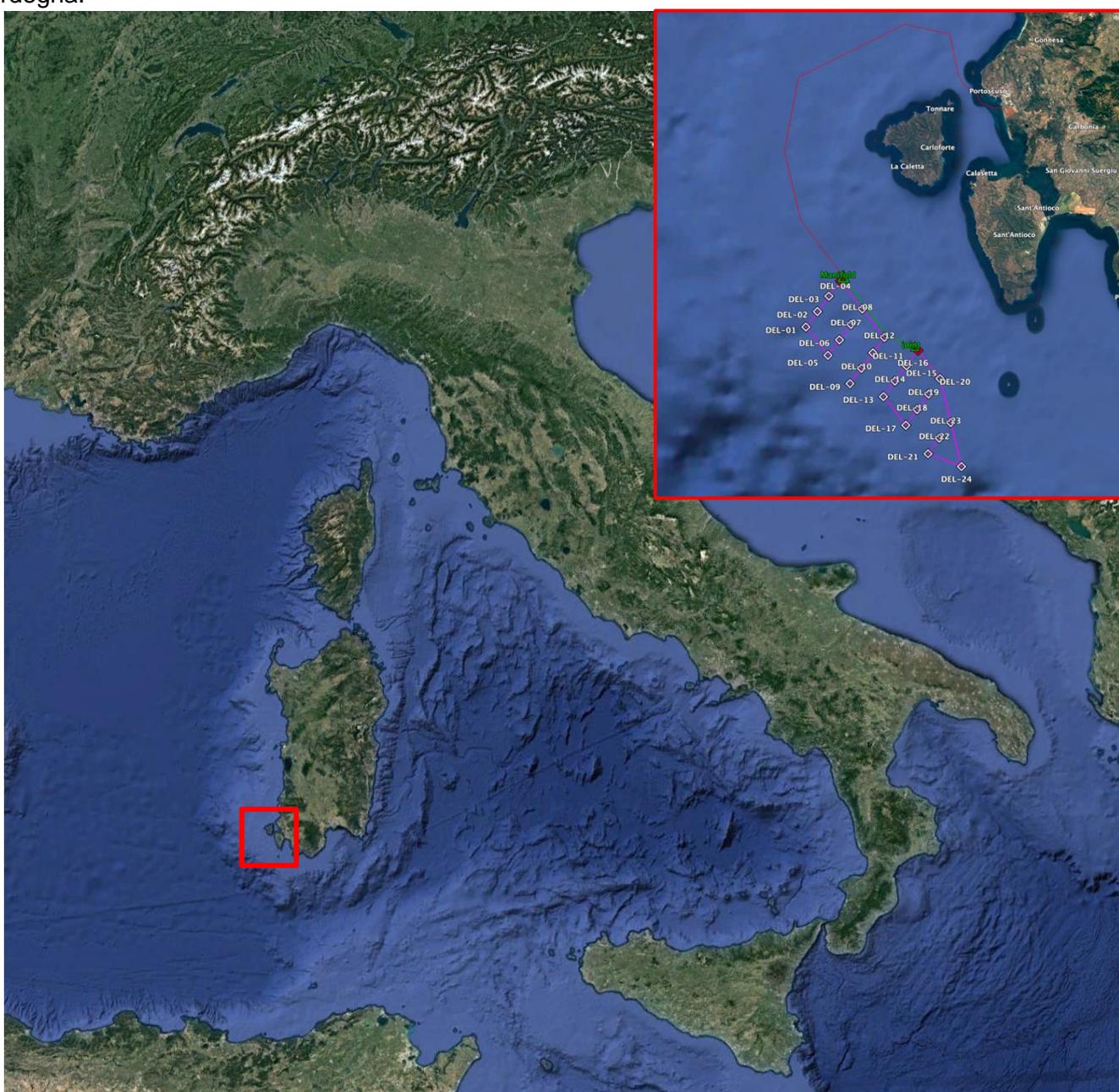


Figura 14 - Inquadramento dell'intervento su ortofoto satellitare

Per migliore dettaglio si riporta in Figura 15 lo stralcio cartografico del posizionamento su carta batimetrica.



Figura 15 - Inquadramento dell'intervento su estratto della carta batimetrica

Nella Figura 16 si riporta il layout d'impianto sulle curve batimetriche.

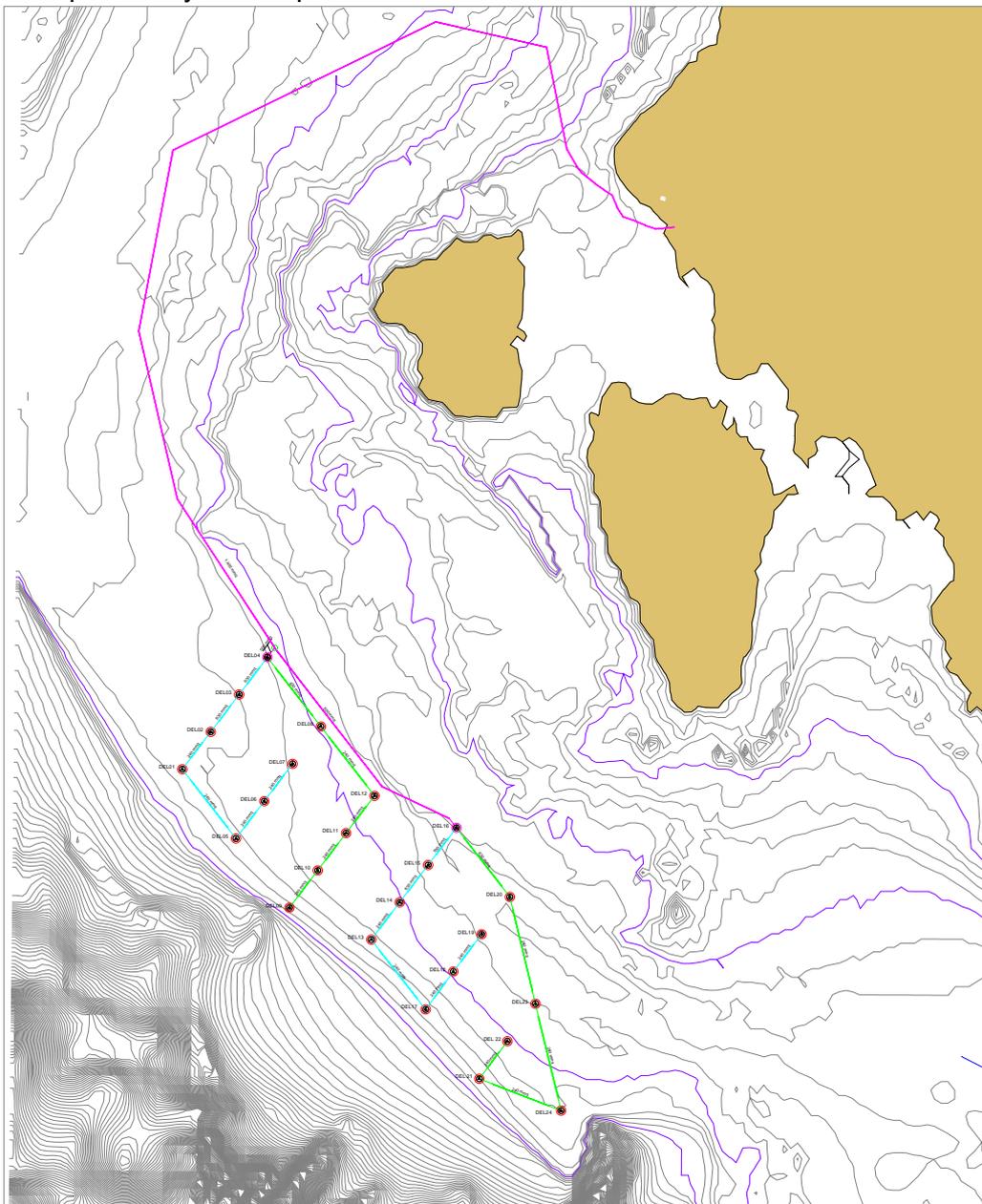


Figura 16 – Layout d'impianto su carta batimetrica

Si può notare come la quota media del fondale nell'area d'impianto, sia pari a circa -150 m.
Per tale motivo si può classificare l'impianto come impianto eolico off-shore flottante in acque profonde.

Nella seguente Tabella 1 - profondità, si riportano le coordinate Gauss-Boaga (Roma 40 fuso Ovest) dei WTG's dell'impianto e le quote del fondale.

Tabella 1 - profondità

WTG	COORDINATE GAUSS BOAGA	PROFONDITA'
1	1.442.495	4.290.728
2	1.441.138	4.296.447
3	1.439.647	4.294.440
4	1.438.156	4.292.433
5	1.439.780	4.302.165
6	1.438.276	4.300.168
7	1.436.771	4.298.172
8	1.435.305	4.296.141
9	1.436.939	4.305.871
10	1.435.434	4.303.875
11	1.433.930	4.301.878
12	1.432.425	4.299.882
13	1.432.593	4.307.581
14	1.431.088	4.305.585
15	1.429.584	4.303.588
16	1.428.079	4.301.592
17	1.429.751	4.311.288
18	1.428.247	4.309.291
19	1.426.742	4.307.295
20	1.425.238	4.305.298
21	1.426.910	4.314.994
22	1.425.405	4.312.998
23	1.423.900	4.311.001
24	1.422.396	4.309.005

L'impianto si colloca a sud ovest dell'isolotto Del Toro a circa 9 km nel punto di minor distanza da quest'ultimo. Di seguito, in Figura 17 - mappa del vento da DTU Global Wind Atlasi riporta lo stralcio della mappa del vento da DTU Global Wind Atlas e nella Figura 18 - rosa dei venti e la distribuzione delle velocità la rosa dei venti e la distribuzione delle velocità.

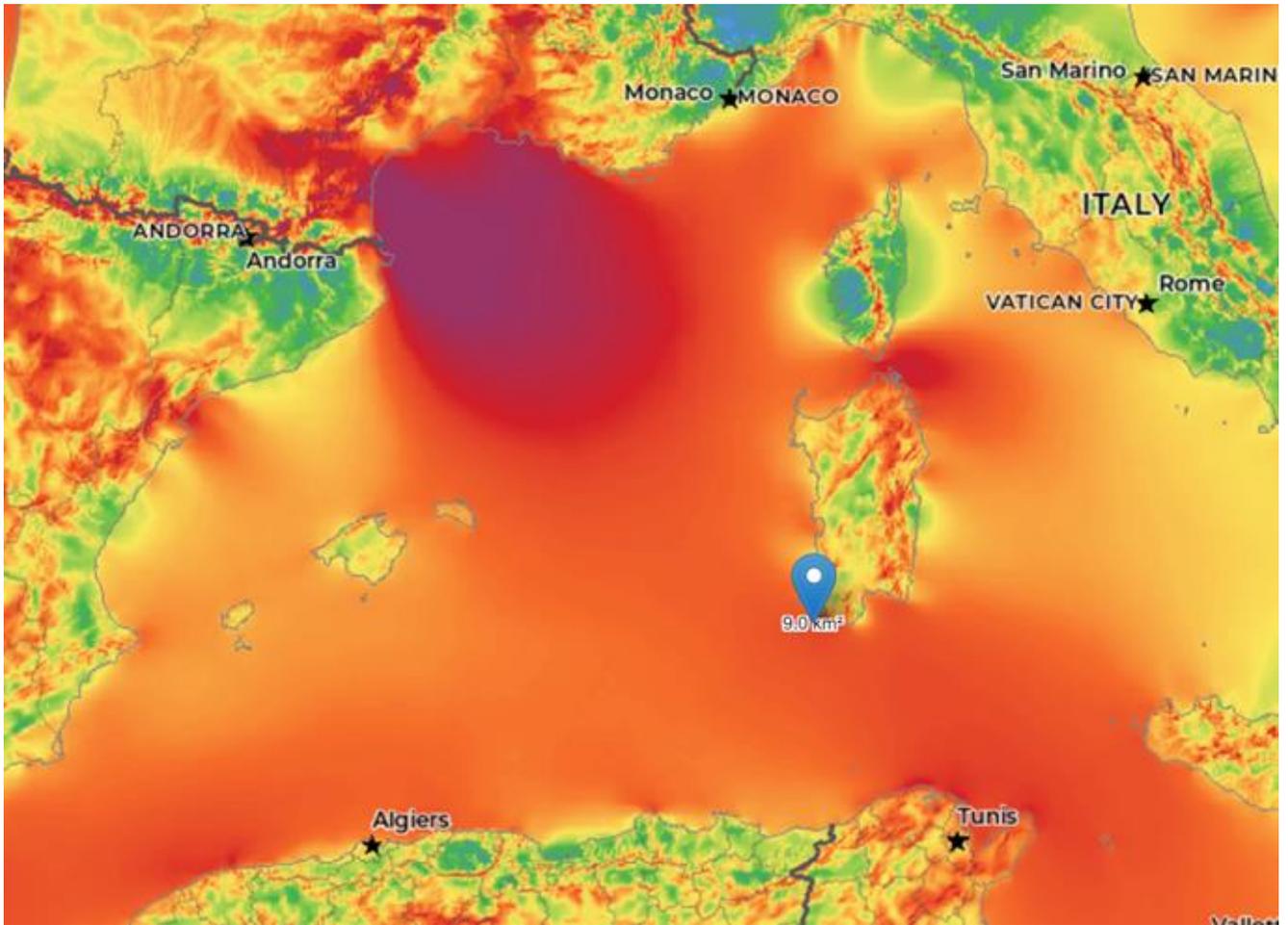


Figura 17 - mappa del vento da DTU Global Wind Atlas

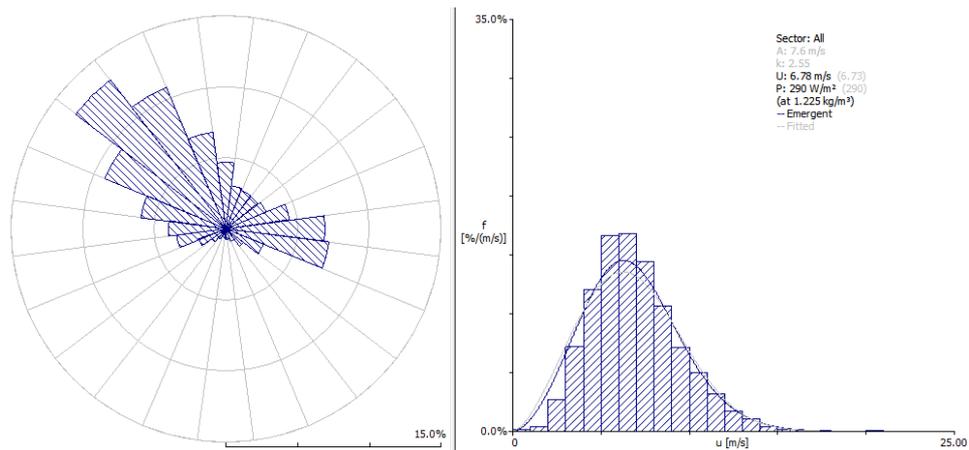


Figura 18 - rosa dei venti e la distribuzione delle velocità

6. DESCRIZIONE DELLE OPERE

Di seguito si riporta la soluzione tecnica di riferimento del progetto preliminare, che potrebbe essere modificata in sede di progettazione definitiva in fase di procedura VIA.

Tale soluzione comprende:

- 24 generatori di turbine eoliche galleggianti (WTG) da 12,2 MW installate offshore (mod. Seawind 12, Figura 19);

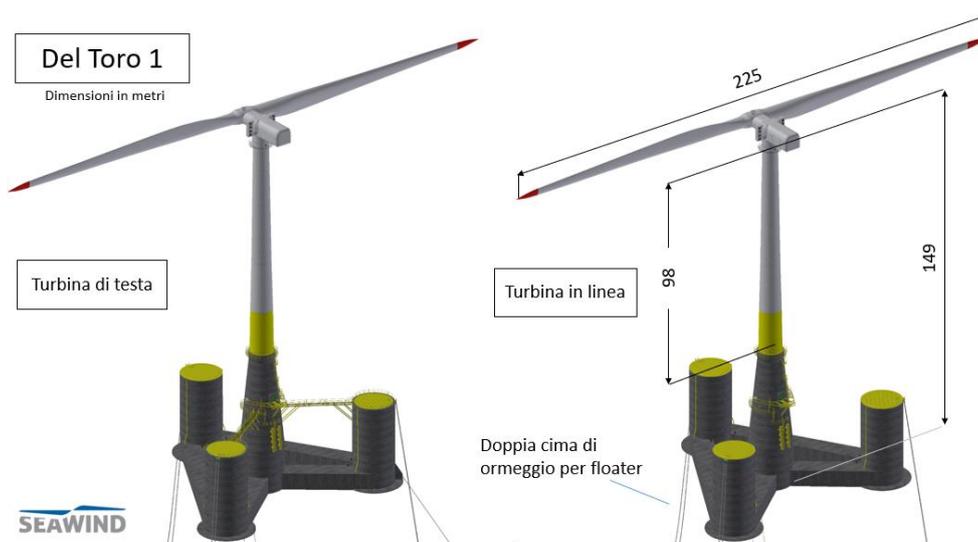


Figura 19 - Unità completa modello Seawind 12 con dettaglio su cime di ormeggio per unità di testa e in linea

Ogni unità è costituita da:

- Struttura della navicella in acciaio di tipo tubolare.
- Rotore bipala, con pale collegate direttamente al mozzo senza meccanismi di regolazione di passo.
- Rotore collegato alla testa d'albero mediante una cerniera elastica.
- Testa d'albero collegata all'albero mediante un giunto speciale.
- Albero su due robusti cuscinetti, uno radiale e l'altro radiale e assiale con supporti splittati.
- Moltiplicatore di giri con cassa ancorata direttamente alla struttura della navicella splittata e splittata per piena accessibilità agli stadi.
- Controllo di potenza mediante regolazione dell'angolo di imbardata.
- Generatore elettrico a gabbia di scoiattolo.
- Convertitore elettrico a piena potenza a 3.3 kV accoppiato al trasformatore 3.3_66kV.
- Torre in acciaio.
- Ogni Floating WTG è ormeggiata al fondale mediante un sistema di ancoraggio (Figura 20) che comprende:
 - Per ogni unità WTG, 3x2 linee di ormeggio (catene d'acciaio, configurazione catenaria);
 - Per ogni unità WTG, ci sono 3 punti di ormeggio, che sono posizionati sul fondo del mare. A queste ancore sono collegate le catene di ormeggio.
- Piattaforma in calcestruzzo armato, senza sistema attivo di zavorra, con una colonna centrale e tre floaters periferici e bracci di collegamento (Figura 21, Figura 22).

- Un insieme di cosiddetti cavi "inter-array": cavi elettrici da ciascuna unità verso 2 sottostazioni 66/220 kV, ciascuna dotata di un trasformatore di potenza complessiva non inferiore a 160 MVA, che saranno realizzate off-shore all'interno della fondazione flottante di due degli aerogeneratori (WTG);
- Un collegamento in cavo sottomarino 220 kV e poi a mezzo di cavo interrato 220 kV alla stazione on-shore 220/380 kV e da qui collegamento in cavo interrato 380 kV alla S.E. RTN 380 kV di Sulcis.

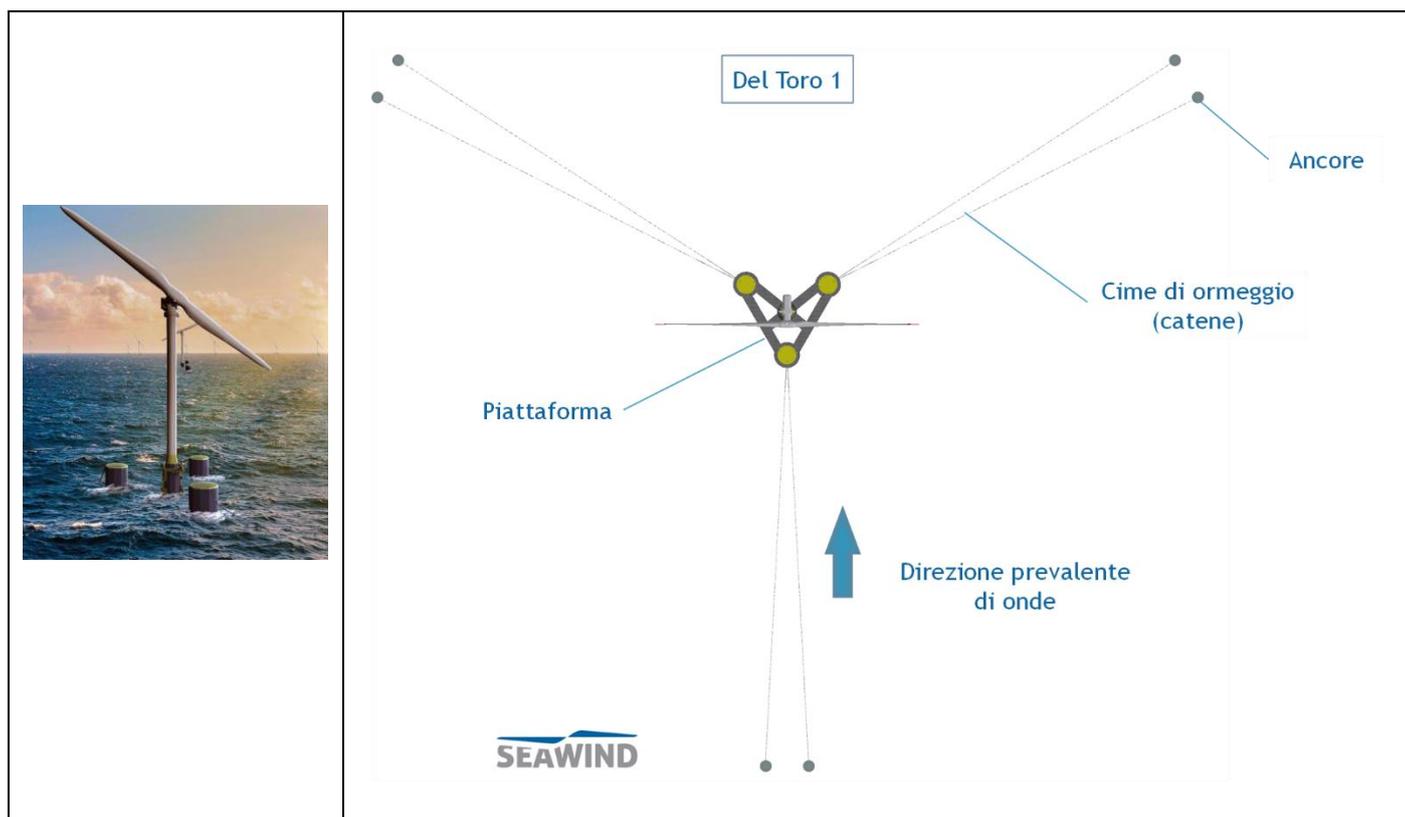
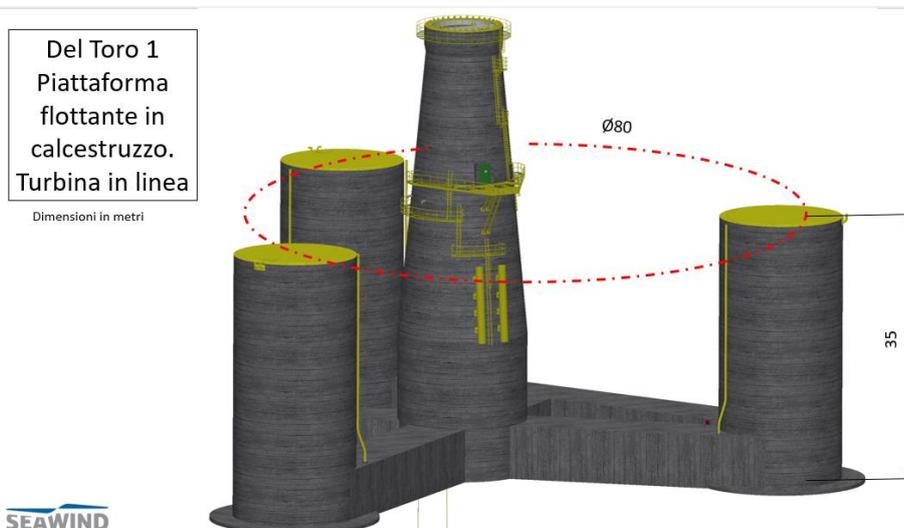
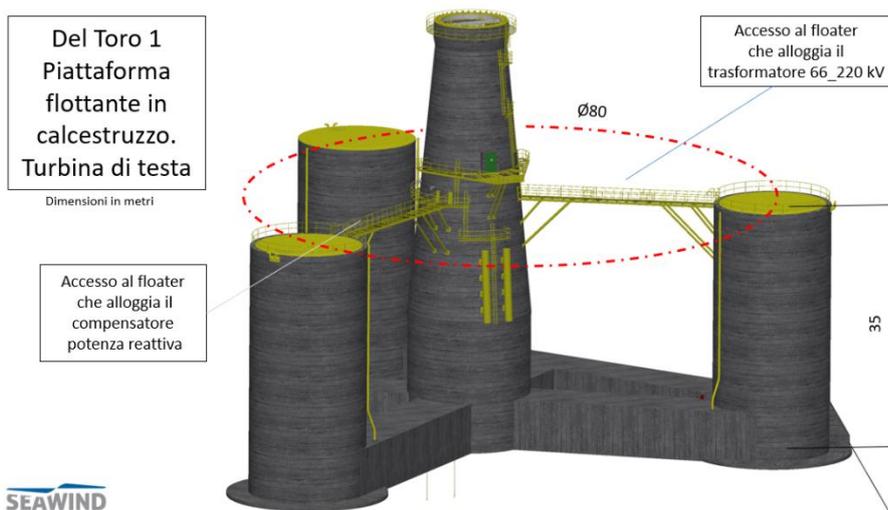


Figura 20 - WTG Seawind 12, sistema di ancoraggio


Figura 21 - piattaforma in calcestruzzo flottante per turbina in linea

Figura 22 - piattaforma in calcestruzzo flottante per turbina di testa

Tutte le apparecchiature elettriche, eccetto il generatore elettrico, il quadro alimentazione servizi ausiliari di navicella e l'UPS di navicella dedicato al controller e al sistema di monitoraggio, sono alloggiati nella struttura di supporto (Figura 23, Figura 24).

In particolare,

- Il convertitore 3.3 kV è ubicato all'interno della colonna centrale della piattaforma in calcestruzzo, al piano della porta d'ingresso. Esso è raffreddato da coolers ubicati sul pianerottolo esterno intorno alla porta.
- Le altre apparecchiature elettriche della turbina sono ubicate sul fondo della colonna centrale. Esse sono:
 - o Il trasformatore principale di unità 3.3 _66kV, il circuit breaker e relativo sezionatore. Per il raffreddamento del trasformatore si usa acqua di mare.
 - o Il piccolo trasformatore dei servizi ausiliari (collegato direttamente alla rete).
 - o Il quadro servizi ausiliari che alimenta anche il quadro servizi ausiliari della navicella
 - o L'UPS di unità (batterie elettriche) di alimentazione servizi ausiliari in caso di perdita di rete.

Il generatore, ubicato in navicella, ed il convertitore, ubicato in piattaforma, sono collegati con cavi elettrici sospesi. Sono sospesi anche i cavi del sistema di monitoraggio e controllo fra il PLC della turbina, ubicato in navicella, e il PLC del convertitore, nonché i cavi elettrici fra i quadri servizi ausiliari di piattaforma e di navicella.

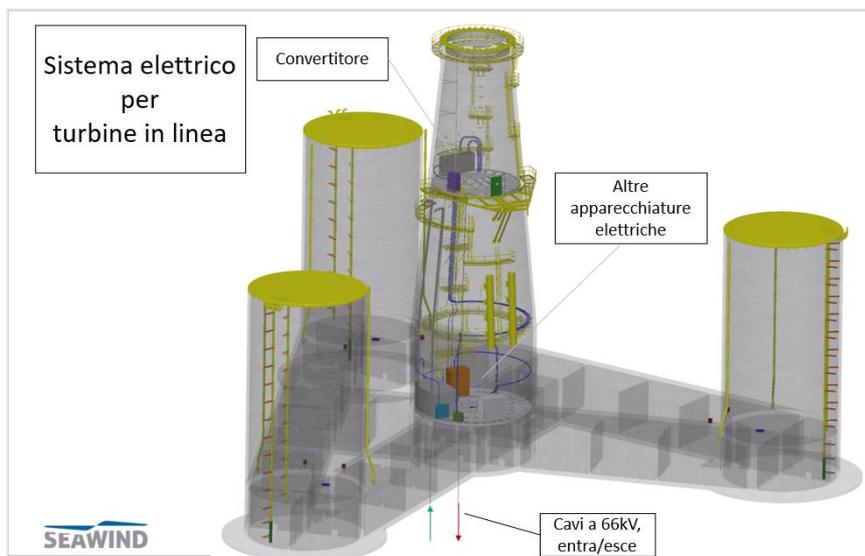


Figura 23 - sistema elettrico di una turbina in linea

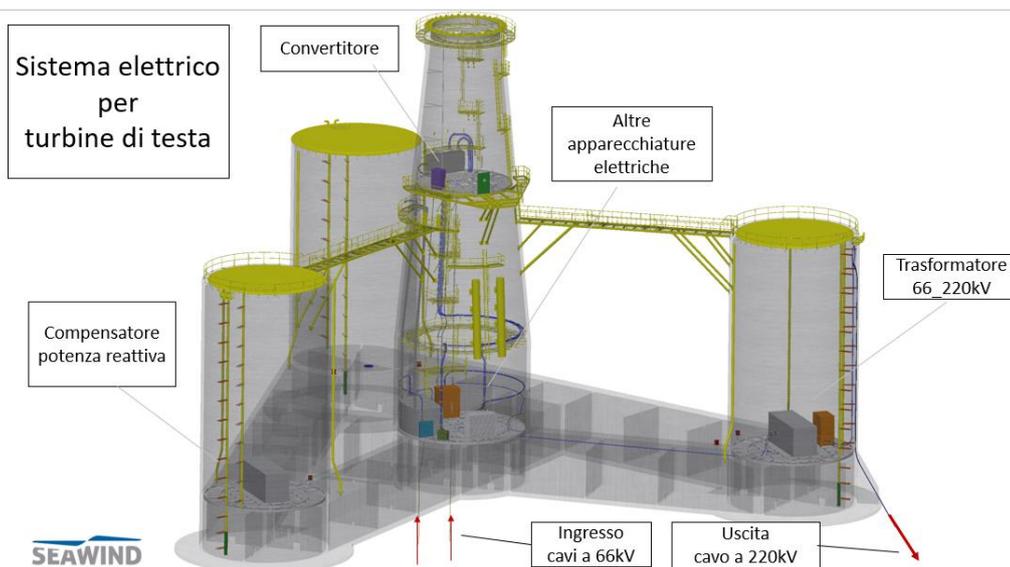
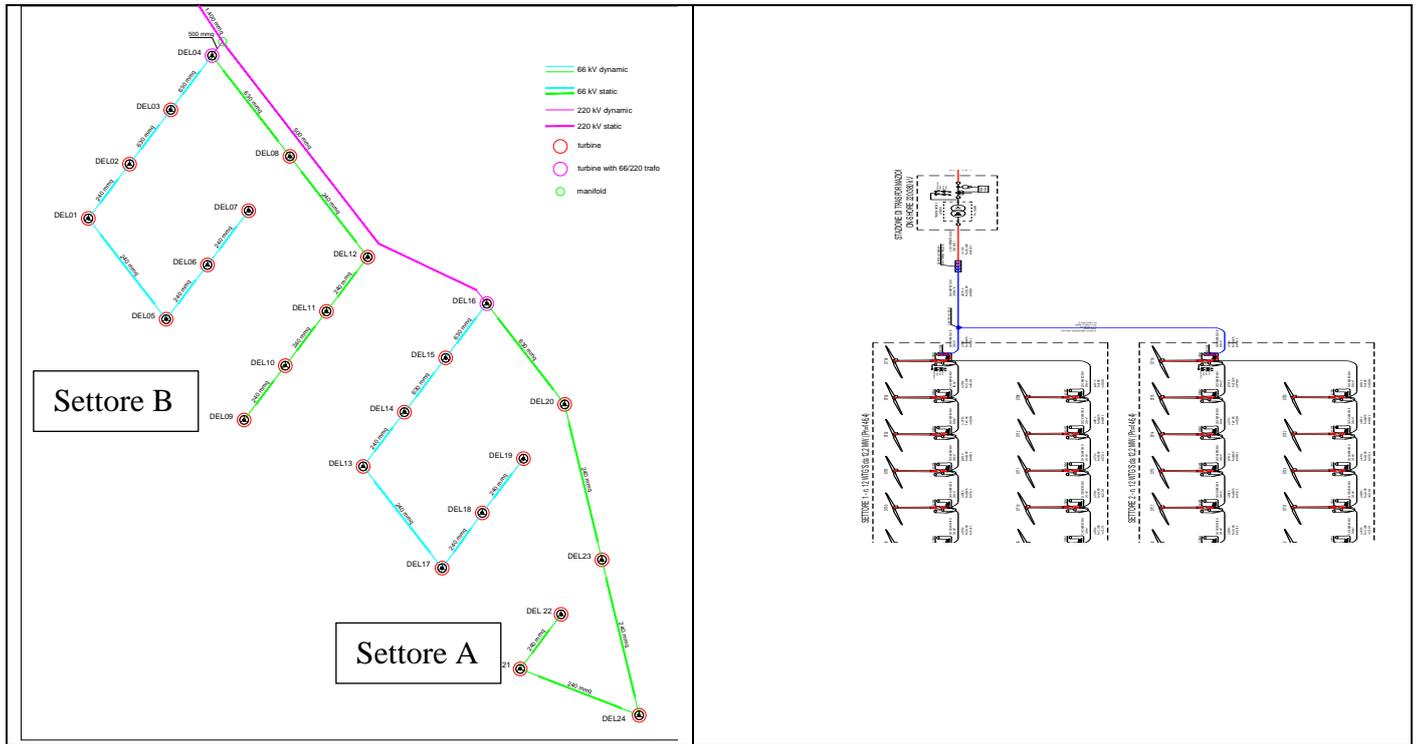


Figura 24 - sistema elettrico di una turbina di testa


Figura 25 - schema a due settori del parco eolico

Il parco eolico è costituito da due settori (Figura 25). Ciascun settore è costituito da due linee di turbine interconnesse in serie (criterio entra-esce) con cavi a 66 kV.

I cavi a 66kV in ingresso e in uscita penetrano nella colonna centrale della piattaforma in calcestruzzo, dal basso, entro guaine posizionate all'interno dello spessore della parete in calcestruzzo.

I cavi a 66 kV in uscita dai due sottosettori convergono su una turbina speciale (che chiamiamo unità di testa). Le apparecchiature della turbina della unità di testa sono ubicate ed interconnesse come quelle delle turbine in linea.

I cavi a 66kV provenienti dai due sottosettori penetrano nella colonna centrale della piattaforma (lungo le apposite guaine annegate nella parete in calcestruzzo) e raggiungono il quadro dei sezionatori a valle del circuit breaker della turbina.

Il cavo in uscita dal quadro sezionatori raggiunge il trasformatore elevatore 66_220 kV, ubicato sul fondo di uno dei due floaters posteriori della piattaforma. Detto cavo corre in apposita guaina lungo un braccio della piattaforma.

All'uscita del trasformatore prende posto il circuit breaker e relativo sezionatore del settore del parco. Il cavo (dinamico) in uscita a 220kV lascia il floater dal basso, diretto verso il cavo statico ubicato sul fondo del mare. L'unità di testa è dotata anche di un compensatore di potenza reattiva che prende posto sul fondo del secondo floater posteriore della piattaforma.

I volumi disponibili in piattaforma sono compatibili con le dimensioni delle apparecchiature alloggiare.

6.1. AEROGENERATORE

Le dimensioni principali dell'unità WTG (mod. Seawind 12) sono riportate in Figura 26. In particolare, l'altezza massima raggiunta quando il rotore si trova in posizione verticale è di circa 241 metri dal livello del mare. La navicella si trova ad una altezza di 149 metri dal fondo della piattaforma (e circa 130 metri dal livello del mare), sarà dotata di luci anticollisione, e consentirà operazioni di deposito e prelievo di personale da un elicottero tramite verricello, con il rotore bloccato in posizione verticale. Il pescaggio della struttura di supporto sarà di circa 20 metri.

La posizione di ogni unità WTG verrà comunicata alle competenti autorità per la navigazione marittima ed area (civile e militare) per essere segnalata sulle rispettive cartografie. I WTG's si trovano al di fuori di spazi aerei ICAO e poligoni militari.

In termini di rumorosità trasmessa in acqua dall'aerogeneratore attraverso poi la piattaforma in calcestruzzo, è previsto che per il materiale scelto e per il notevole spessore delle pareti in calcestruzzo della piattaforma, da 40 a 50 cm, le vibrazioni generate dalle parti in rotazione non riescano a trasmettersi in acqua con ampiezze significative. In seguito allo scoping verranno effettuate delle prove di propagazione in vasca di prova.

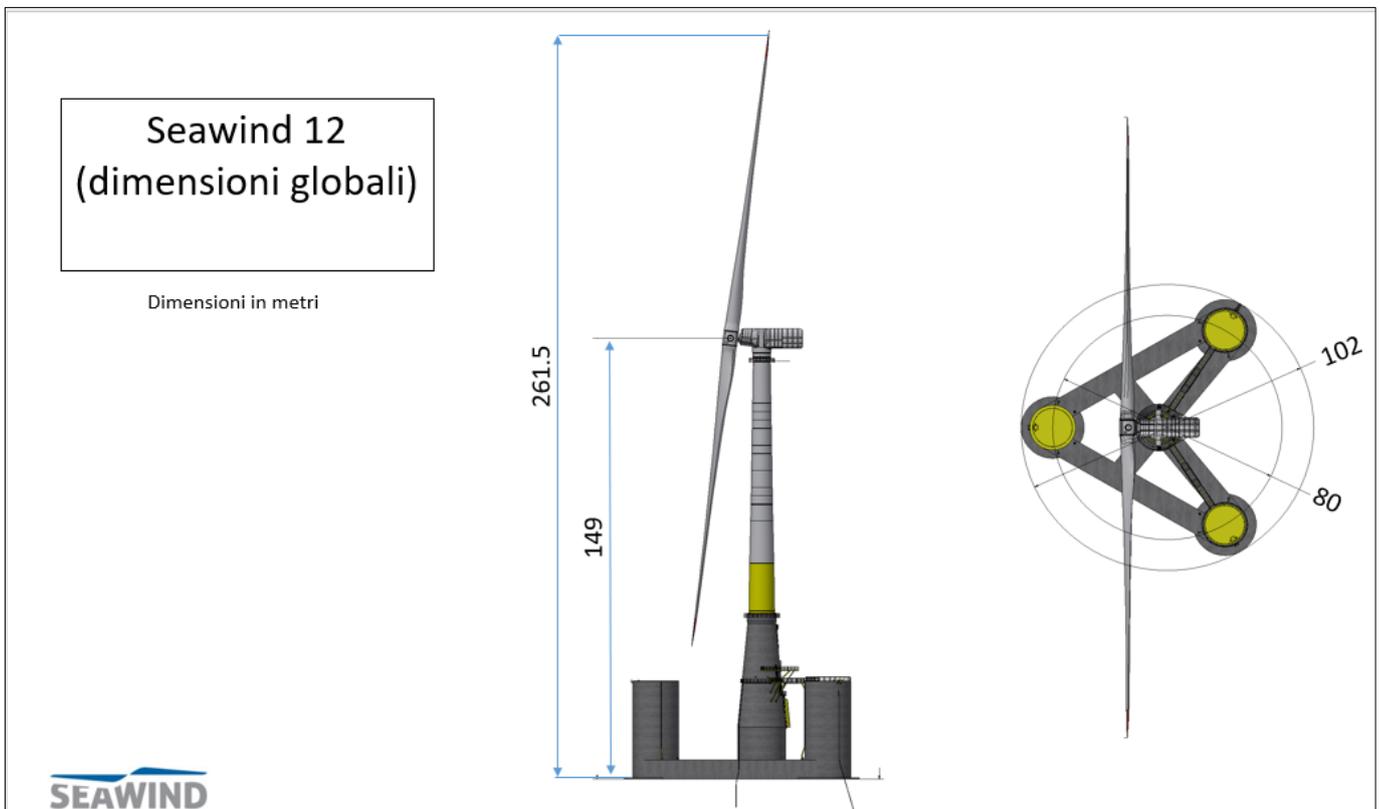


Figura 26 - WTG Seawind 12

Ogni turbina sarà dotata di trasformatore da 3,3/66 kV e il suo modulo PASS M00 (interruttore automatico SF6 e sezionatore) riportato in Figura 27 e Figura 28.

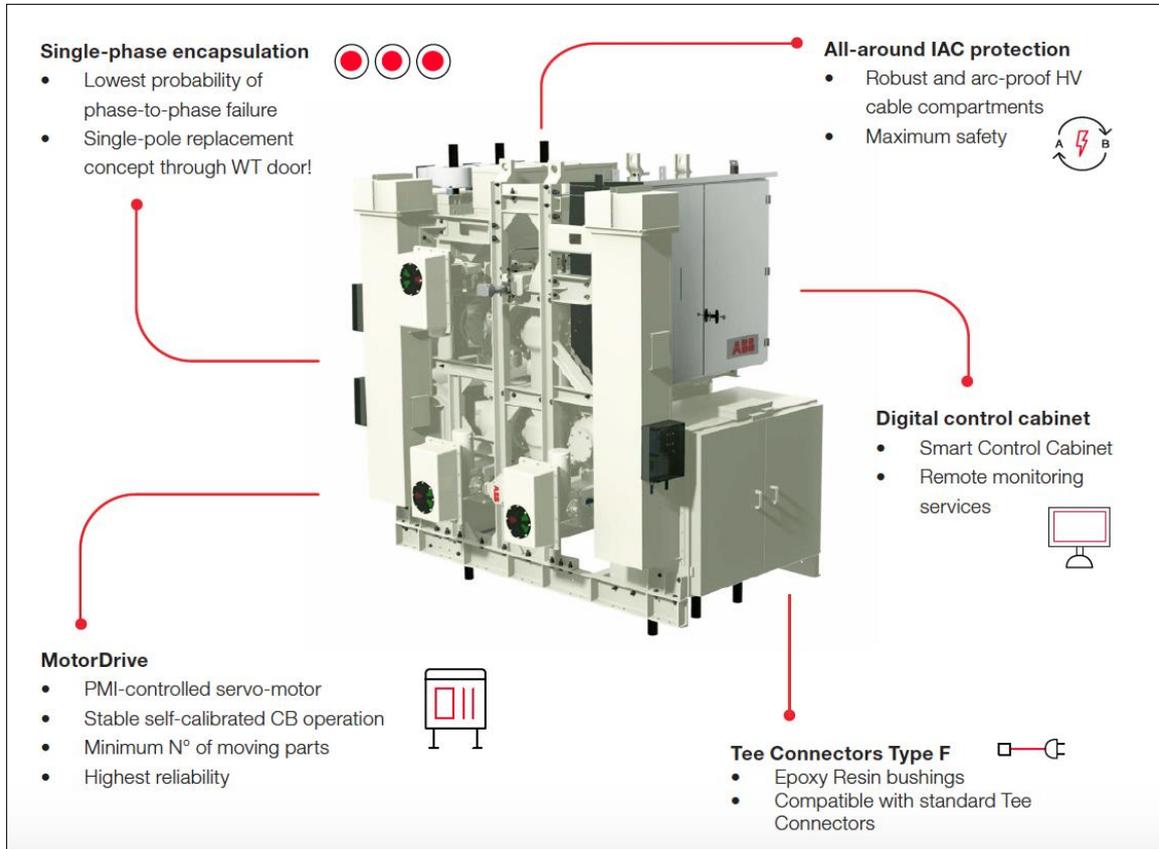


Figura 27 - modulo PASS M00 di turbina

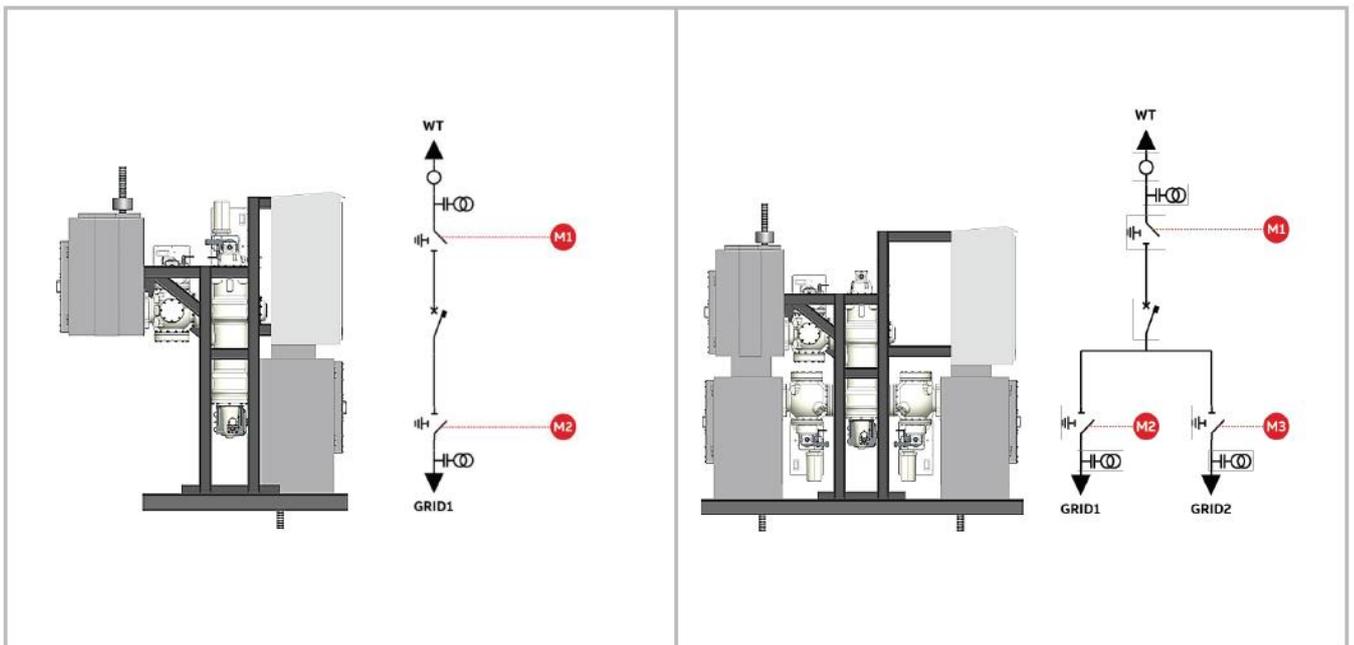


Figura 28 - tipologie di modulo PASS M00 (turbina di testa e di entra-esci)

6.2. FONDAZIONE GALLEGGIANTE

Le WTG saranno installate su una struttura galleggiante semisommersibile in calcestruzzo (Figura 21). Il peso totale dell'unità di calcestruzzo sarà di circa 15.000 tonnellate.

Le strutture in calcestruzzo saranno realizzate nella Zona Industriale del Porto di Oristano su una piattaforma galleggiante, dry dock, fornita da Seawind, dove successivamente verranno assemblati tutti i rimanenti sistemi; al termine, le unità verranno fatte galleggiare sulla piattaforma fuori del porto e da lì in poi le unità saranno trasportate al sito del parco eolico utilizzando rimorchiatori.

La fondazione galleggiante sarà zavorrata con acqua di mare a scopo di stabilità al momento dell'installazione nella sua posizione finale. Il pescaggio finale dell'unità sarà di circa 20 metri. L'operazione di zavorramento verrà effettuata utilizzando il Ballast Control System a bordo della fondazione e verrà utilizzata solo durante l'installazione: in altre parole, non vi è attività di zavorramento o pompaggio attiva.

Le unità in calcestruzzo non richiedono alcuna manutenzione una volta installate e non è richiesta alcuna protezione catodica; quindi, non vengono installati anodi sacrificali né è necessario sostituire questi anodi ogni anno come sarebbe il caso di una fondazione in acciaio. Sono previste solo ispezioni periodiche sulle superfici esterne ed interne delle strutture in calcestruzzo e sulle cime di ormeggio.

6.3. SISTEMA DI ANCORAGGIO

La fondazione galleggiante è mantenuta in posizione per mezzo di un sistema di ormeggio passivo che comprende catene di ormeggio in acciaio (3 x 2 linee per unità) e 3 punti di ormeggio (Figura 29).

Catene di ormeggio

Le catene da ormeggio sono tipiche catene da ormeggio di tipo marino, ampiamente utilizzate nell'industria offshore e marina. Queste catene sono pre-posizionate, prima dell'arrivo delle unità di turbine eoliche flottanti (Floating Wind Turbine).

In generale, le linee di ormeggio possono essere realizzate in mescola polimerica o in filo d'acciaio.

L'utilizzo delle catenarie è dettato dalla necessità di limitare gli spostamenti della piattaforma e aumentare l'affidabilità delle linee di ormeggio.

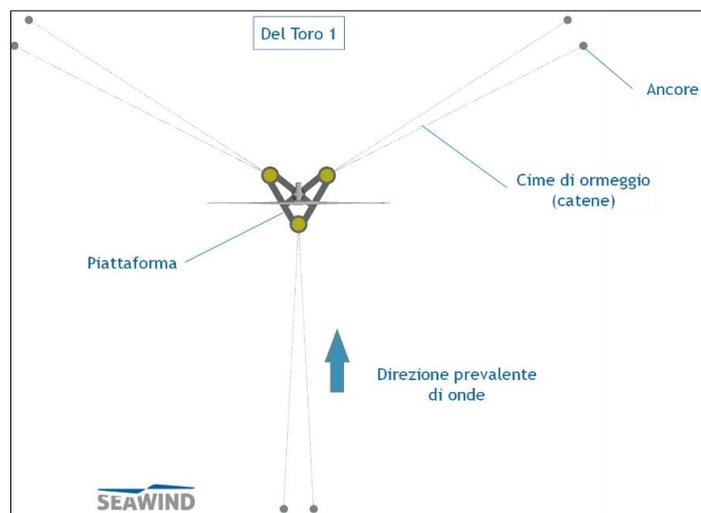


Figura 29 - sistema di ancoraggio del WTG

Punti di ancoraggio

Le catene di ormeggio sono collegate ai punti di ormeggio, questi possono essere suddivisi in 4 tipologie, vedi foto sotto:

- Ancoraggi incorporati di trascinamento, comunemente usati nella navigazione navale. Queste ancore vengono installate tirandole nel fondale;
- Ancoraggi tipo palo aspirante: colonne in acciaio calate sotto il fondo del mare mediante riduzione della pressione dell'aria;
- Ancoraggi a gravità: semplici strutture scatolari riempite con minerale di ferro o calcestruzzo. Questi vengono semplicemente posizionati sul fondo del mare;
- Ancoraggi a piastra: adatti solo a tipi di terreno specifici.

Correntemente, l'opzione considerata è quella del sistema di ancoraggio ad aspirazione (Figura 30 e Figura 31). Una volta connessi con il collegamento delle mooring line, queste ancore vengono attaccate alle catene e successivamente calate sul fondale.



Figura 30 - Tipologia di ancoraggio ad aspirazione (suction)

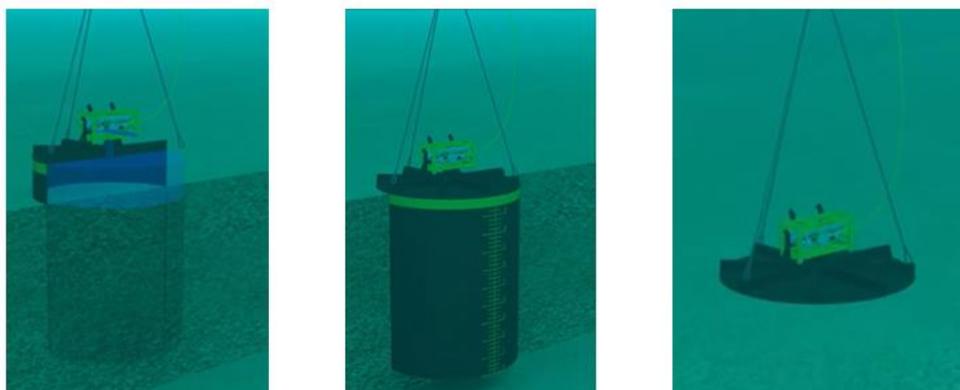


Figura 31 - esempio, sistema della società SPT Offshore

Un'altra delle opzioni è quella di installare punti di ancoraggio a gravità (Figura 32). Nel caso di questa opzione, gli ancoraggi avranno una robusta scatola di cemento riempita con minerale di ferro per raggiungere la capacità necessaria con una dimensione media. Possono essere trainati a galla dal cantiere all'area di installazione. Qui, una volta agganciate alla nave gru, vengono attaccate alle catene, riempite di ferro e successivamente calate sul fondale.

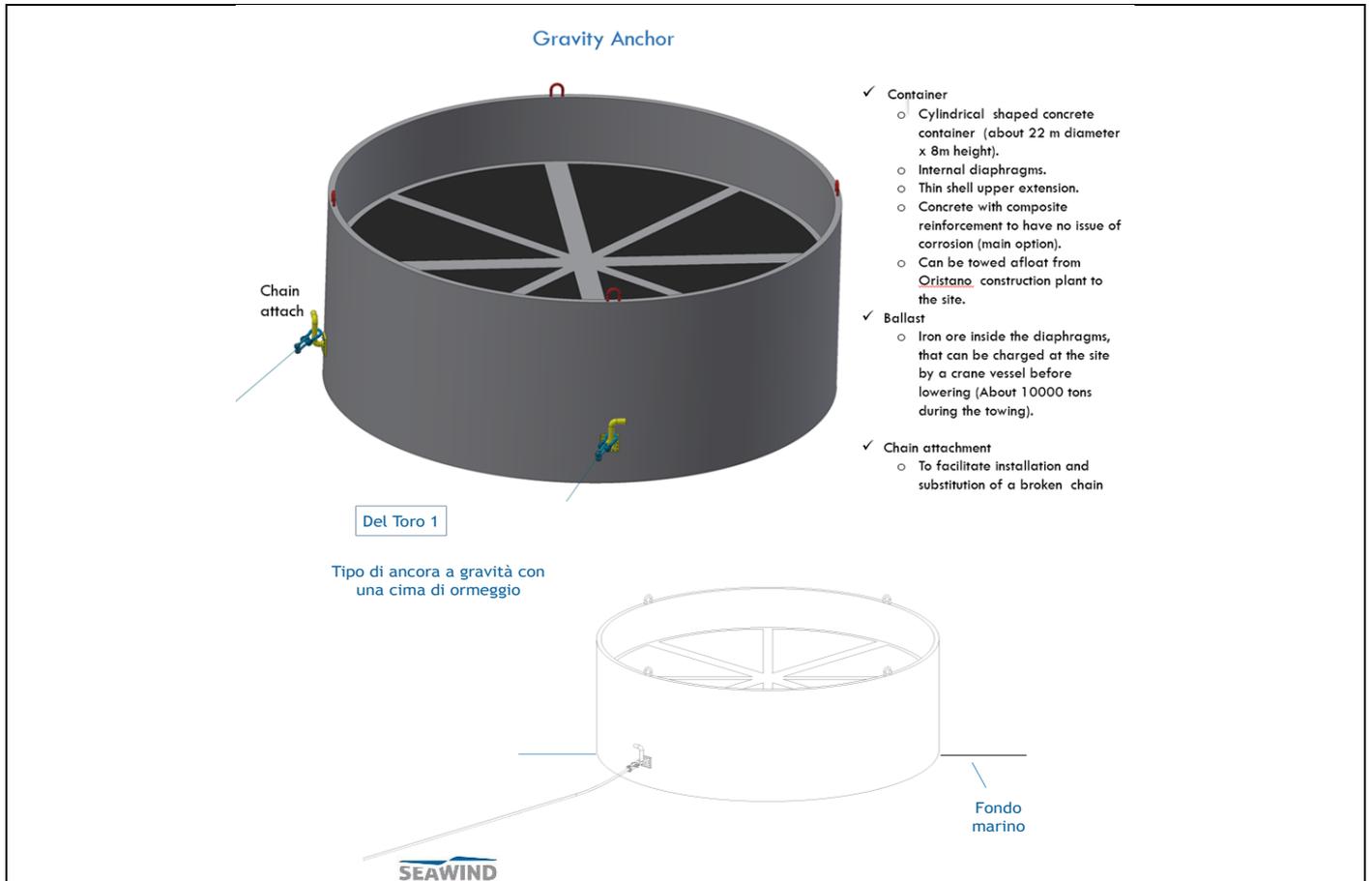


Figura 32 - Tipologia di ancoraggio a gravità

6.4. STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE

L'impianto è suddiviso in n.2 settori da n.12 WTG's ciascuno. È prevista una stazione elettrica di trasformazione (SET) off-shore per ciascun settore (A, B), che sarà collocata all'interno della fondazione di uno degli aerogeneratori (WTG di testa).

Ciascuna stazione di trasformazione farà da nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori del settore, trasformando la tensione da 66 kV a 220 kV.

Ogni SET sarà del tipo compatta in GIS sia per ridurre al minimo gli ingombri e i pesi che per l'elevato grado di salinità presente negli ambienti.

Lo schema di collegamento dei WTG's alla SET di settore avverrà secondo lo schema riportato nella Figura 33.

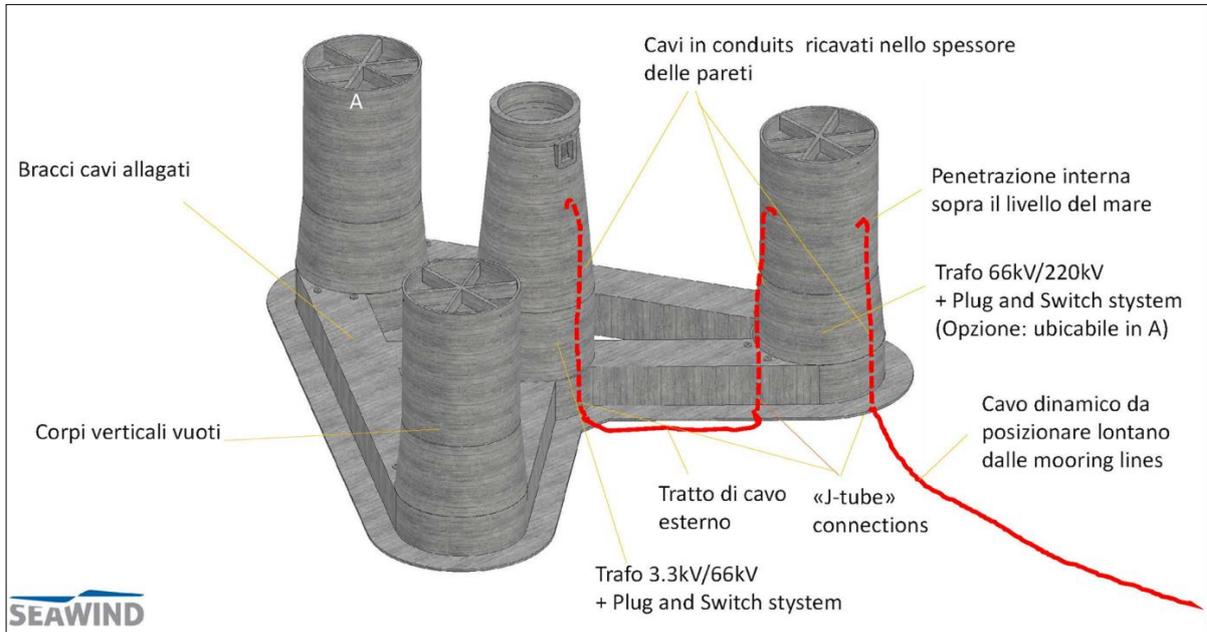
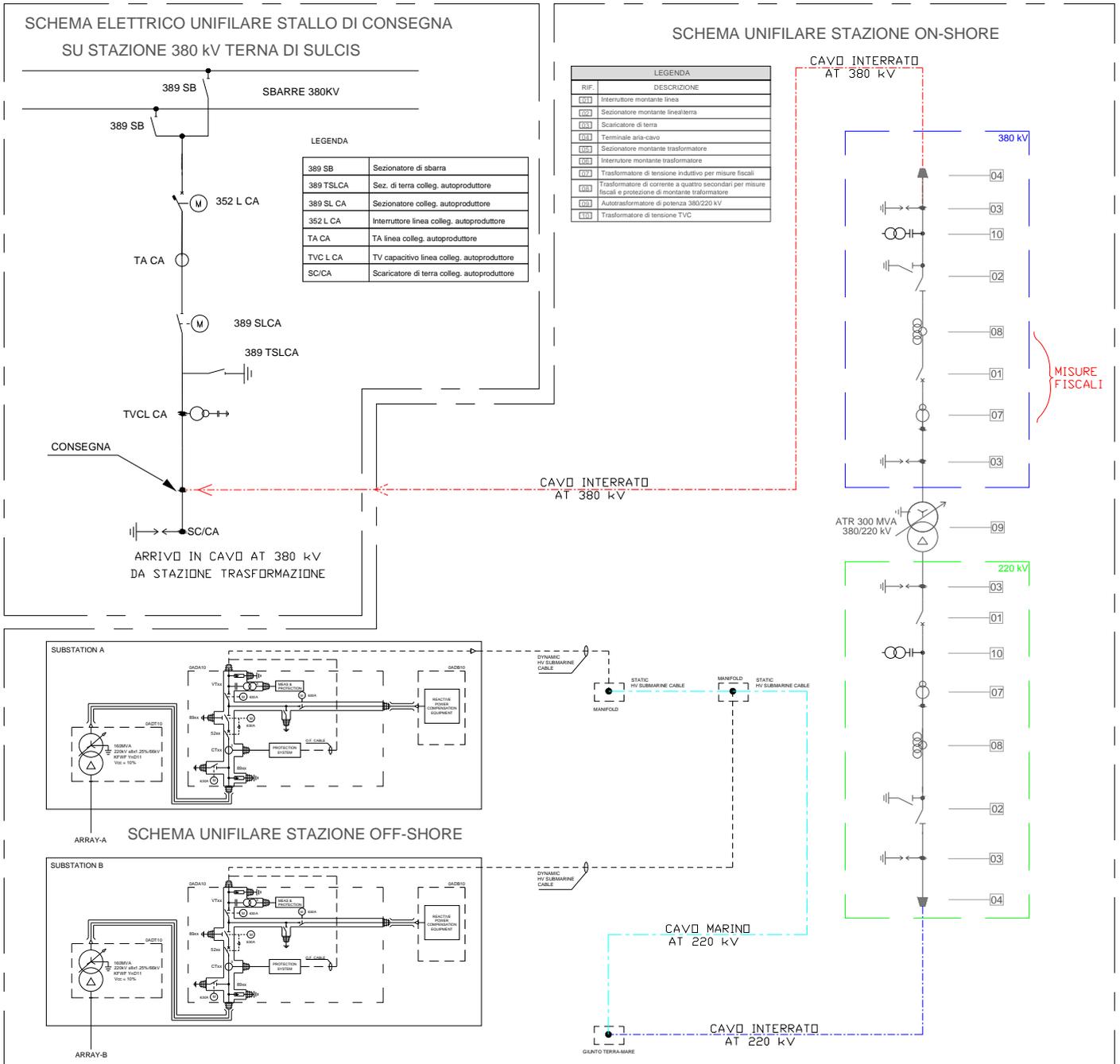


Figura 33 - Schema di collegamento alla SET

Le n.2 stazioni elettriche di trasformazione 66/220 kV saranno collegate tramite proprio cavo dinamico 220 kV ad un giunto sottomarino (manifold) in modo da avere un unico cavo in uscita 220kV (statico) verso la stazione on-shore 220/380 kV (per misure e compensazione potenza reattiva) e da qui, tramite cavo interrato 380 kV, verso il punto di connessione sulla RTN (SE Terna 380 kV di Sulcis).

Nella Figura 34 viene riportato lo schema elettrico unifilare alla tensione di collegamento alla RTN 380 kV.


Figura 34 - schema elettrico unifilare alla tensione di collegamento alla RTN 380 kV

Riepilogando, ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da:

- Quadro a 66 kV di parallelo arrivo linee dal parco e partenza trafo;
- N. 1 trasformatore elevatore di tensione 66/220 kV da 160 MVA;
- Quadro a 220 kV in esecuzione compatta GIS di parallelo trafo e partenza linea a 220 kV;
- Quadri BT per azionamento e comandi;
- Quadri BT per i servizi di Stazione;
- Gruppo Elettrogeno Diesel per sistema di emergenza;
- Sistema di backup con gruppo accumulatori a litio;

- Unità di trattamento aria e ventilazione;
- SCADA di Stazione e impianto;
- SCADA Aerogeneratori;
- Gruppi di Misura;

6.5. CAVI DI VETTORIAMENTO DELL'ENERGIA

Per il trasporto dell'energia elettrica prodotta fino al punto di connessione alla RTN, esistono alcune principali tipologie di cavo elettrico sottomarino:

- Cavi marini "inter-array" di alta tensione 66 kV, con sezione tale di permettere il trasporto dell'energia prodotta da ciascun gruppo di WTG's;
- Cavo marino ad altissima tensione 220 kV, sia dalla stazione del settore "B" a quella del settore "A" (dinamici), che dal giunto sottomarino fino alla buca giunti posta sulla riva (punto di sbarco).
- Cavi a bassa tensione per la strumentazione ed il controllo delle turbine eoliche galleggianti. Questi sono integrati all'interno dei cavi di potenza, tipicamente come cavi di trasmissione dati in fibra ottica;

Il cavo inter-array può essere posizionato sul fondale o, in alternativa, rimanere galleggiante ad una profondità di 100-200 m con collari di galleggiamento, come illustrato in Figura 35.

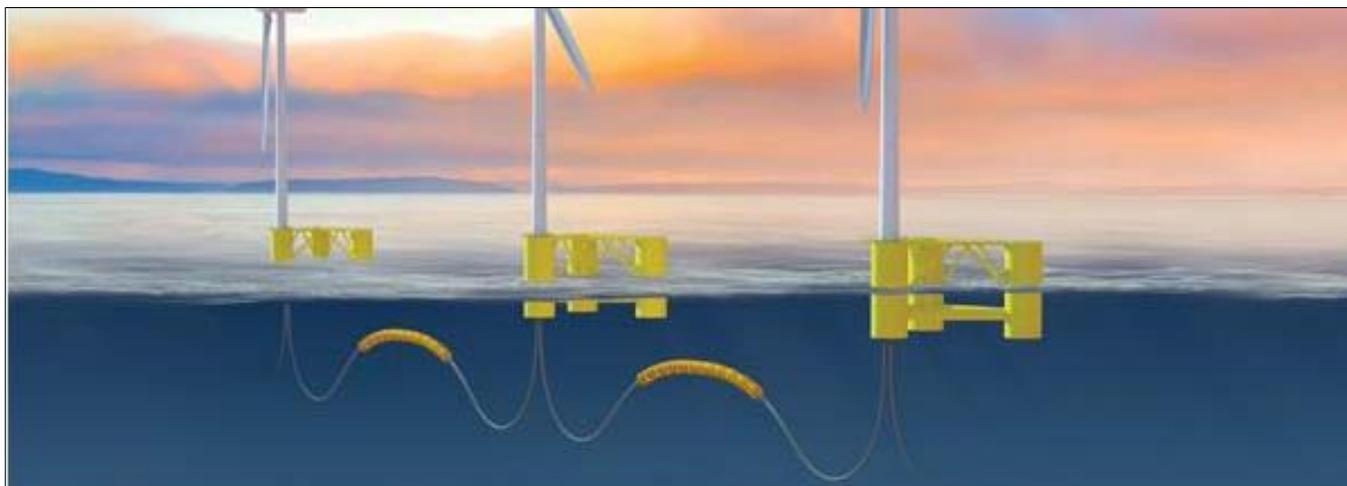


Figura 35 - cavi inter-array con collari di galleggiamento

Per i cavi inter-array 66 kV sarà utilizzato un cavo del tipo tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 66 kV;
- Frequenza nominale: 50 Hz;
- Formazione: 3x240, 3x630.
- Tipo di conduttore: Rame
- Isolamento: XLPE
- Tensione massima permanente di esercizio: 72 kV

Nella Figura 36 viene riportato il cavo marino con isolamento in XLPE.

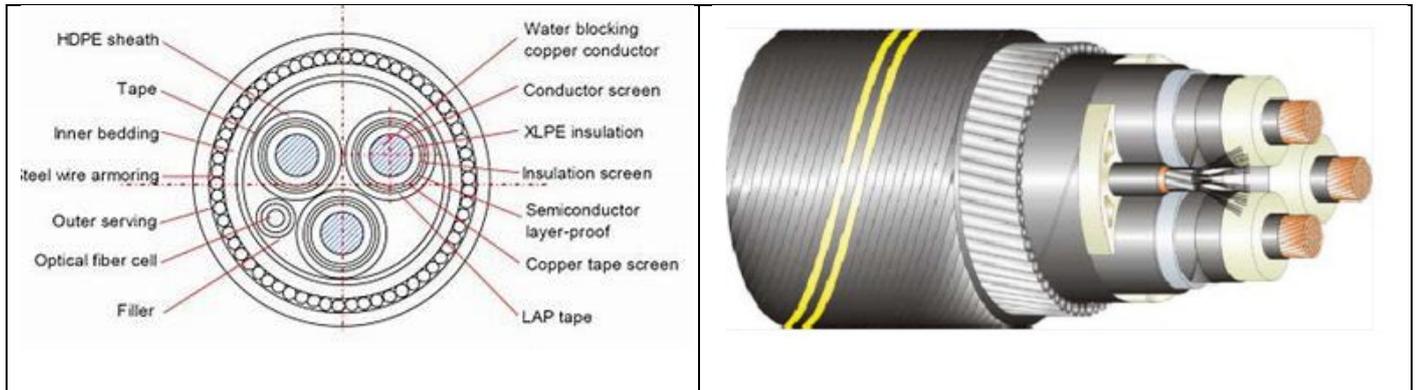


Figura 36 - cavo marino con isolamento in XLPE

Nel caso in oggetto, i cavi inter-array risultano avere un tratto dinamico di uscita dal WTG fino al tratto statico posato sul fondo del mare, in genere non è necessaria alcuna protezione contro le distorsioni e/o lavori di scavo e riempimento del cavo. L'armatura del cavo fornisce una protezione sufficiente (Figura 37).

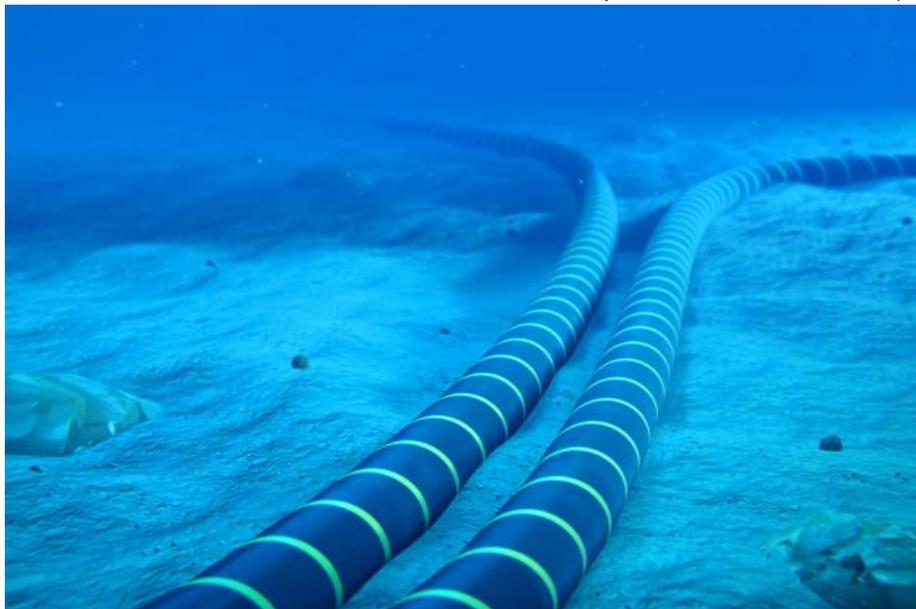


Figura 37 - cavo marino con isolamento in XLPE posato sul fondo

Sia i cavi di collegamento tra le turbine che il cavo di connessione con la terra saranno pertanto semplicemente appoggiati nel fondale fino alla batimetrica di -50,00 dove inizia il tratto interessato dalla presenza di posidonia oceanica.

A partire da questo punto l'intero percorso del cavo sarà scavato utilizzando un dispositivo standard di scavo di cavi offshore telecomandato (figura a lato).



Figura 38: Posa del cavo 220kV AC;

Il cavo verrà posizionato all'interno della trincea ad una profondità di circa 1,5 metri e successivamente, con l'intera lunghezza installata, la trincea aperta sarà rabboccata con il materiale precedentemente rimosso.

La prateria di posidonia oceanica interessata dallo scavo di cui sopra sarà preventivamente rimossa, posizionata temporaneamente in un idoneo fondale e successivamente reimpiantata nel sito di origine.

Si precisa che la tecnologia di cui sopra potrà essere utilizzata anche in altri tratti del percorso del cavo dove si potranno ravvisare delle interferenze con altre attività quali la pesca a strascico.

L'ultimo tratto del cavo, per una lunghezza di circa 1000 metri, sia per la copiosa presenza di posidonia che per le limitate batimetrie, sarà realizzato con tecnologia no-dig e pertanto sarà completamente interrato ad una profondità di circa 1,5 metri sotto il livello del fondale naturale fino al raggiungimento del punto di connessione con il cavo terrestre.

La posa per questo ultimo tratto di condotta sarà effettuata mediante la trivellazione, guidata elettricamente dal punto di ingresso a quello di arrivo permettendo di evitare scavi nel fondale.

Una volta pianificato il percorso di perforazione, viene praticato un foro pilota tramite una serie di aste di perforazione collegate ad una testa di perforazione. Una volta completato il foro pilota, si collega alla colonna di perforazione un alesatore, che allarga il percorso di perforazione per l'inserimento del cavo che verrà quindi trainato verso la perforatrice.

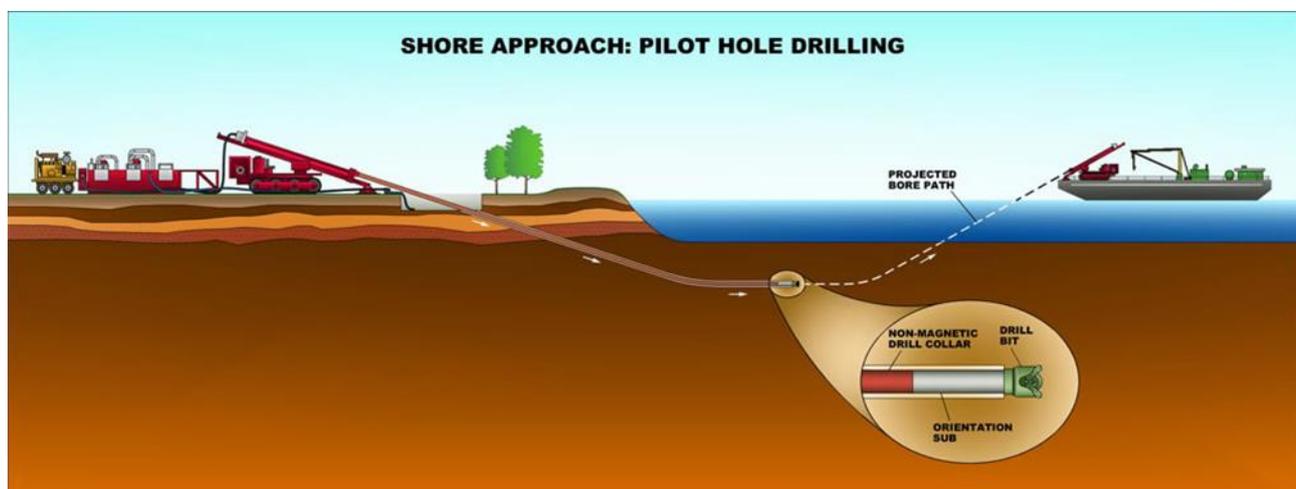


Figura 39: Schema posizionamento cavo con Trivellazione Orizzontale Controllata;

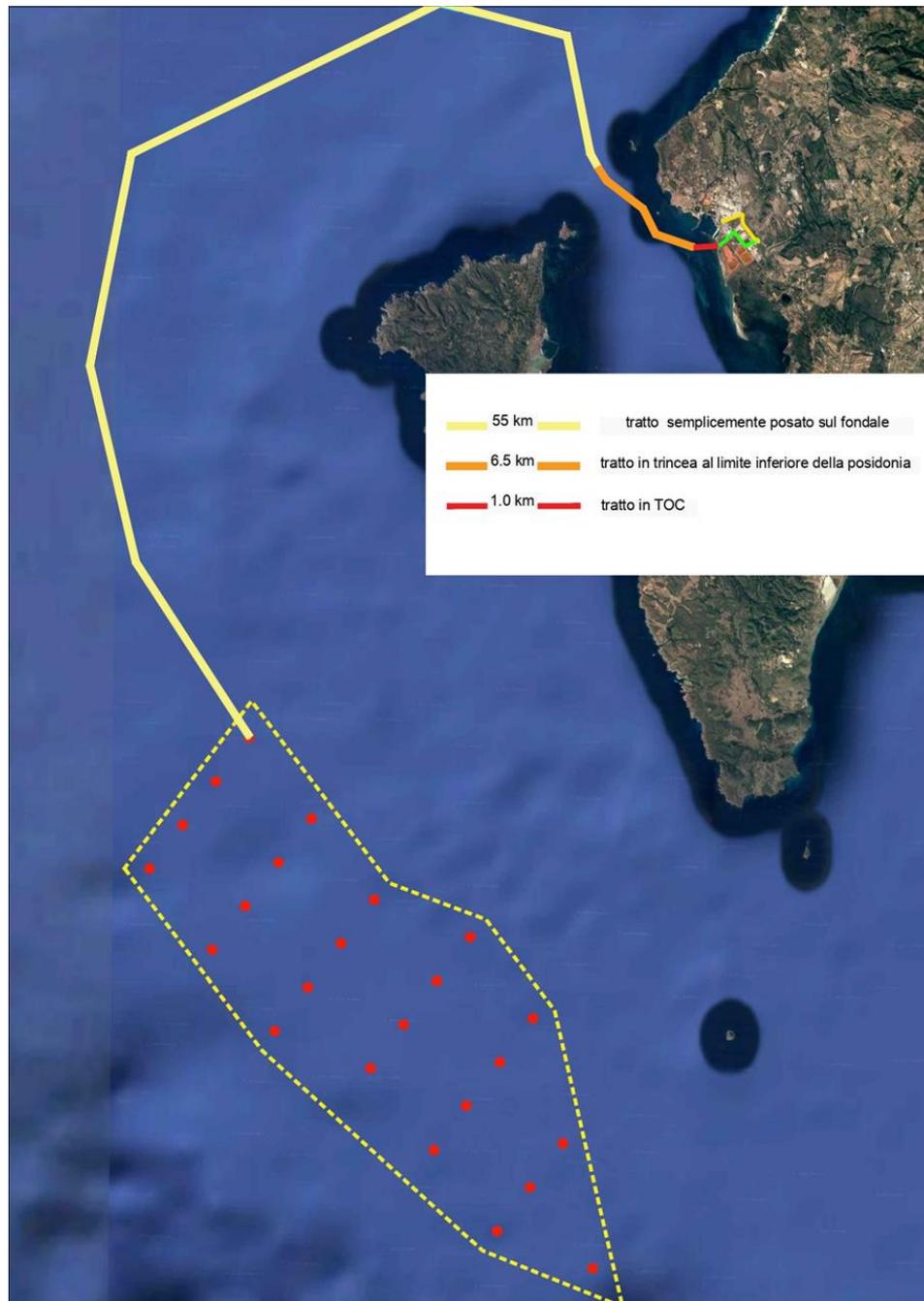


Figura 40: Schematizzazione modalità di posa del cavo;

Il cavo sottomarino di altissima tensione AAT 220 kV, una volata arrivato a terra, verrà unito al cavo interrato terrestre, nel cosiddetto punto di sbarco, tramite un giunto denominato “terra-mare”.

Il punto di sbarco corrisponde alla zona di transizione tra il settore marittimo e il settore terrestre e sarà localizzato a sud del molo di ponente del Porto di Portovesme.

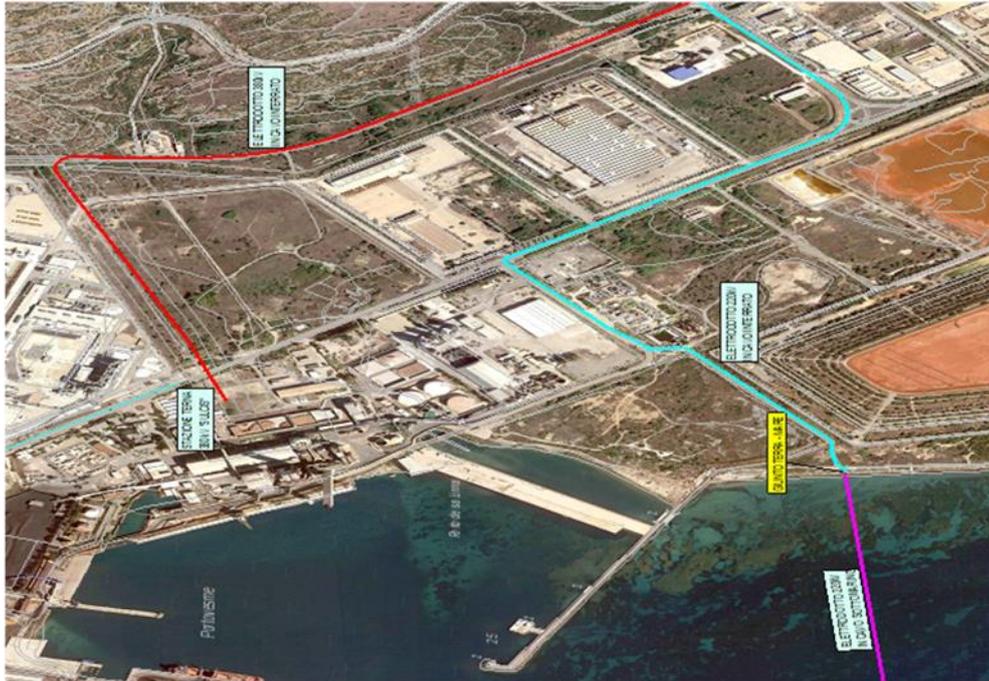


Figura 41: Punto di sbarco e inizio opere terrestri di connessione alla RTN;

In tale punto sarà realizzato un pozzetto interrato in c.a. denominato “buca giunti” di cui si riporta un esempio in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

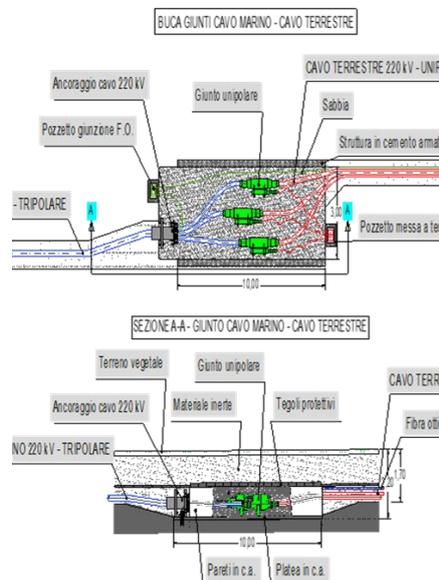


Figura 42: Buca giunti (giunto terra-mare)

Il cavo 220 kV terrestre, sempre del tipo in XLPE, giunto sulla terra verrà posato secondo le modalità indicate in Figura 43.

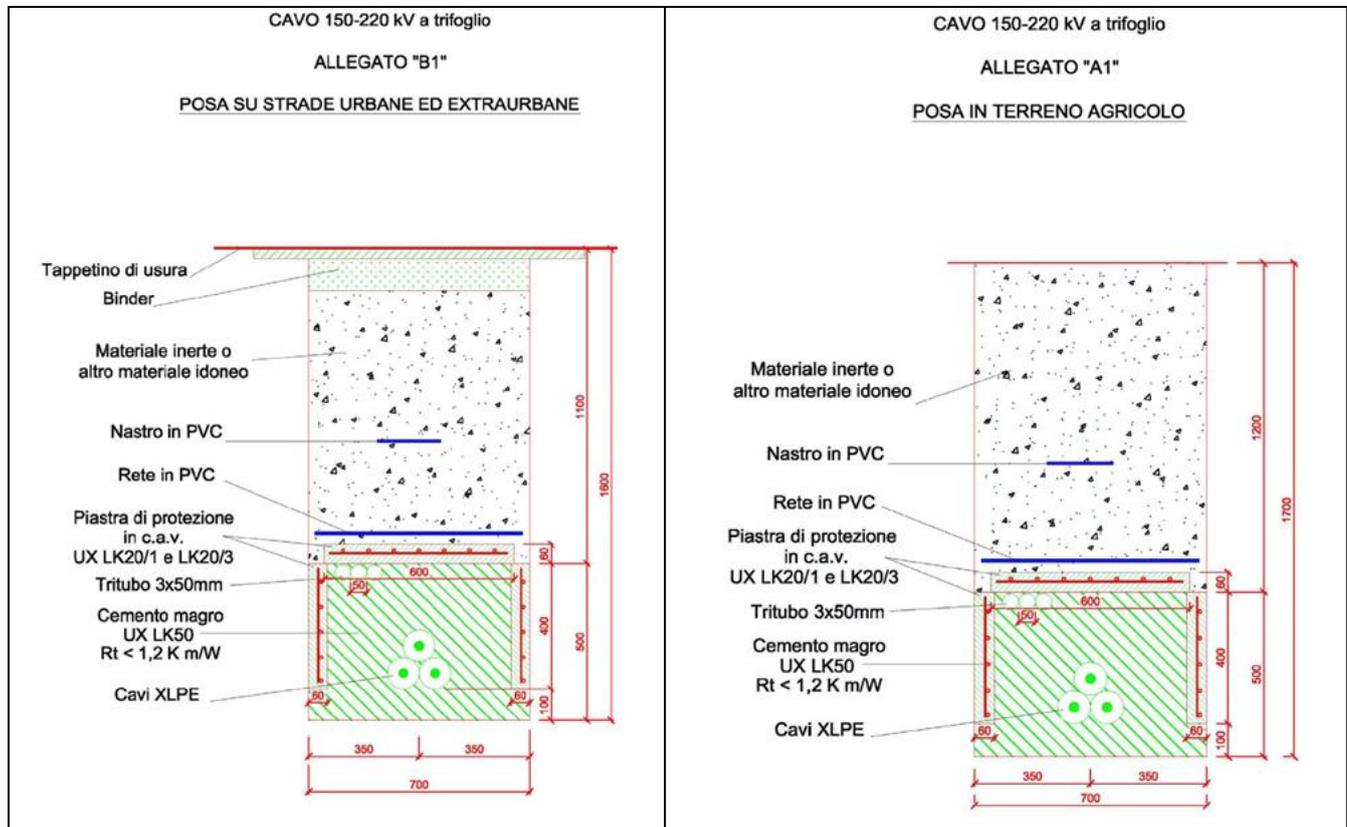


Figura 43 - Modalità di posa del cavo 220 kV terrestre

Il cavo 220 kV terrestre interrato, si svilupperà per circa 2,5 km interessando principalmente strade esistenti nell'area industriale di Portovesme. Il tracciato viene riportato nella precedente **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Il cavo 380 kV terrestre si svilupperà per circa 2,3 km dalla stazione on-shore 220/380 kV fino al punto di connessione sulla Stazione Terna Sulcis S/E.

Il tracciato interesserà principalmente strade esistenti nell'area industriale di Portovesme.

Il cavo verrà posato secondo le modalità indicate nella successiva **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

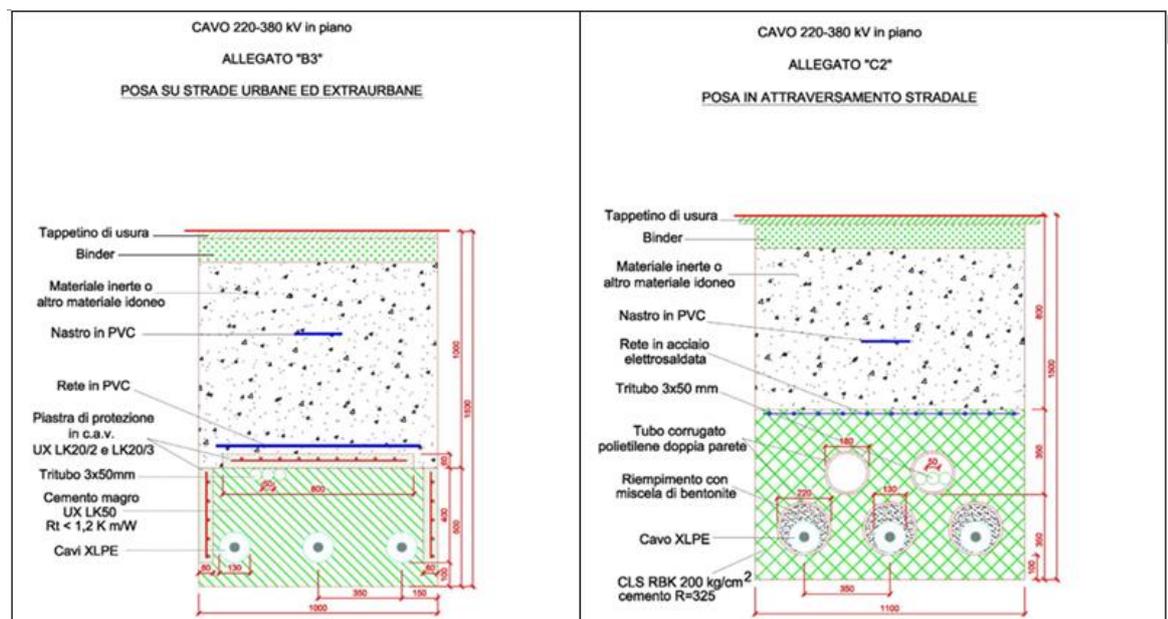


Figura 44: Modalità posa del cavo 380 kV terrestre;

Lungo il percorso il cavo attraversa alcune strade e altre infrastrutture; in questi luoghi, qualora necessario, verrà eseguita l'operazione di perforazione orizzontale (HDD: horizontal directional drilling)

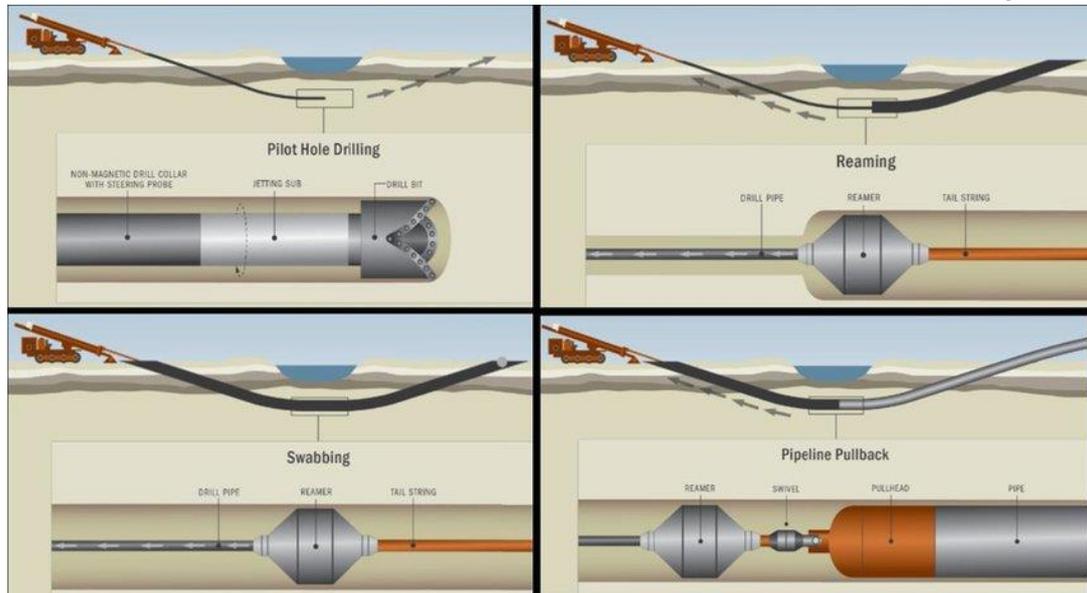
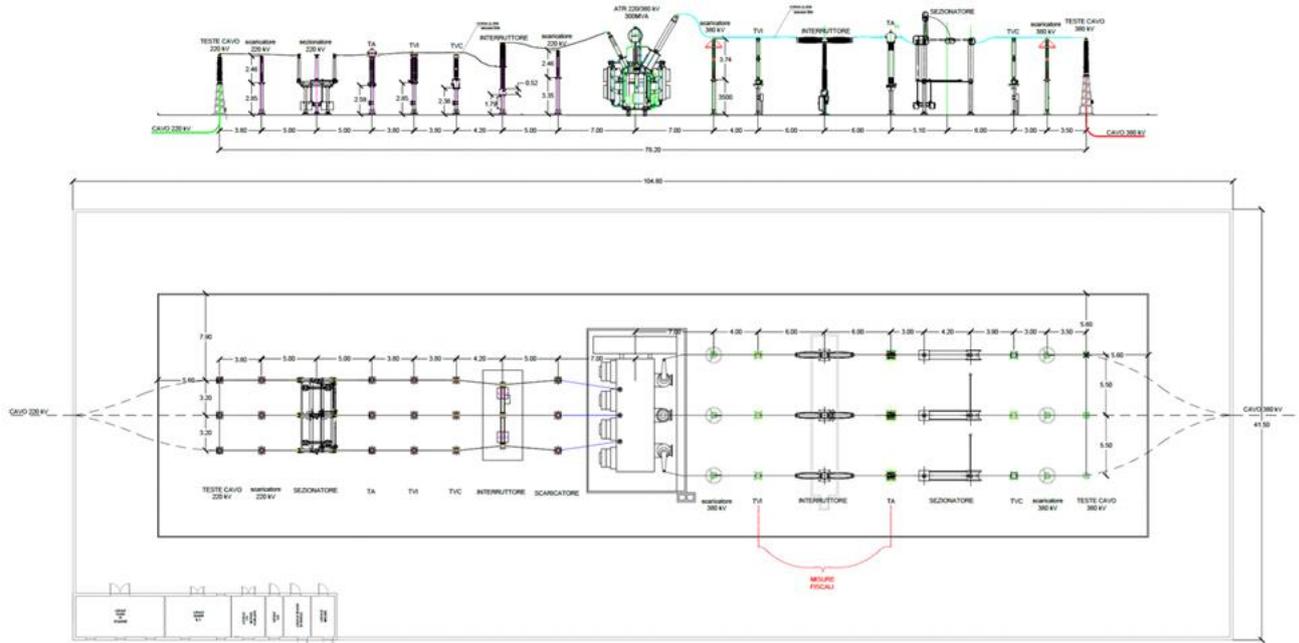


Figura 45: Drilling orizzontale;

Il collegamento elettrico interrato terminerà presso la stazione elettrica TERNA 380 kV "SULCIS" e sarà necessario realizzare un nuovo stallo di arrivo in cavo per la consegna dell'energia elettrica proveniente dall'impianto eolico.

La stazione utente realizzata in tale area avrà quindi sia un ruolo di innalzamento della tensione al livello di connessione (380 kV), di gestione dell'impianto e di misura fiscale dell'energia che dovrà essere immessa in rete. In figura si riporta la planimetria e sezione elettromeccanica della stazione on-shore 220/380 kV.

STAZIONE ON-SHORE 220/380 kV - PLANIMETRIA E SEZIONE ELETTROMECCANICA**Figura 46- Stazione on-shore 220/380 kV****7. REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO**

Di seguito saranno descritte le fasi di realizzazione e installazione delle varie opere che costituiscono l'impianto eolico off-shore in oggetto.

7.1.SITO DI PREPARAZIONE E ASSEMBLAGGIO

Seawind ha identificato una area del porto di Oristano da riqualificare, attraverso il progetto Del Toro. L'area servirà come sito di costruzione e assemblaggio delle turbine flottanti Seawind 12, da 12,2 MVA di potenza. A pieno regime la capacità del sito sarà di circa 60 unità/anno. Le turbine prodotte ad Oristano consentiranno la realizzazione di diversi parchi eolici in acque profonde, essenziali per consentire la transizione energetica non solo di Sardegna ed Italia, ma anche di altri paesi del Mediterraneo. L'esatta ubicazione di detta area sarà definita al termine delle opportune valutazioni, volte a determinare l'idoneità del sito allo scopo.

Parte del sito ospiterà un impianto di preparazione e pompaggio del cemento per la realizzazione delle piattaforme flottanti su delle chiatte semisommersibili («floating docks») sulle quali troveranno posto 3 piattaforme flottanti.

Una volta completata la costruzione delle n.3 piattaforme, il «floating dock viene spostato e ormeggiato alla banchina. Qui una gru provvederà al montaggio degli altri elementi (torri, navicelle e pale). Una volta completate le 3 turbine, il «floating dock» viene rimorchiato fuori dal porto, ed immerso per circa 25 metri fino a quando le turbine iniziano a galleggiare. Le turbine vengono poi rimorciate fino al sito finale mentre il floating dock vuoto viene nuovamente rimorciato alla banchina sud-ovest per ricominciare un ciclo produttivo.

Nella Figura 47 viene riportato un esempio di concetto per un sito 'tipo' di preparazione e assemblaggio.

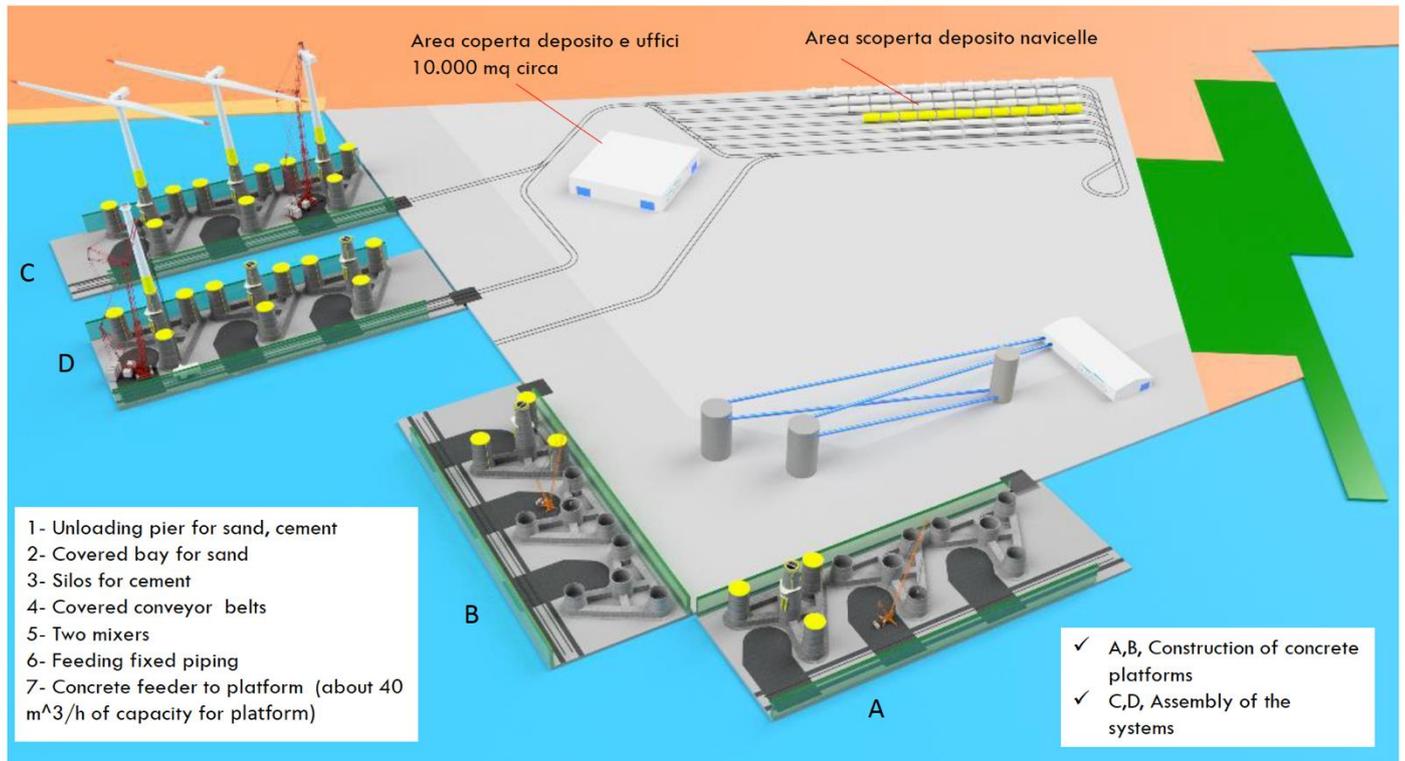


Figura 47 - esempio sito 'tipo' di preparazione e assemblaggio

Una volta che le turbine eoliche saranno state installate, verranno effettuati gli ancoraggi e i collegamenti elettrici tra le stesse.

7.2. INSTALLAZIONE DEL CAVO DI CONNESSIONE SOTTOMARINO

L'installazione del cavo di collegamento sottomarino fino al punto sbarco sarà preceduta da indagini geofisiche approfondite lungo tutto il percorso del cavidotto.

A seguire avverrà l'installazione vera e propria del cavo.

Una nave posa cavi trasporterà il cavo srotolandolo sul fondale del mare (Figura 48, Figura 49).

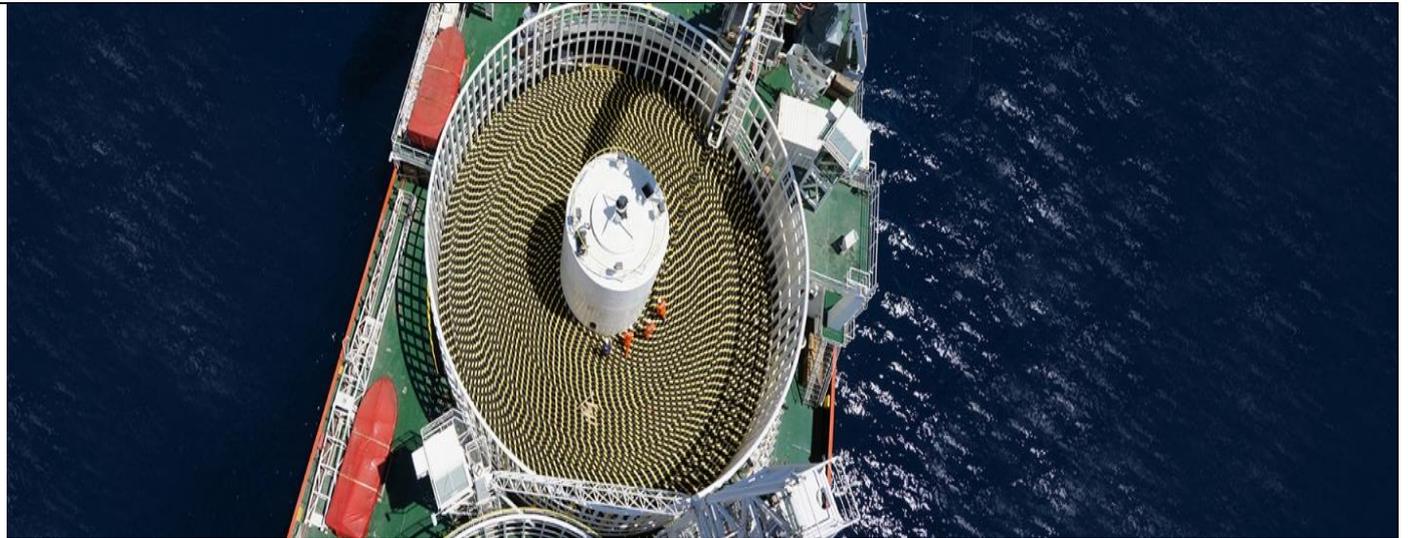


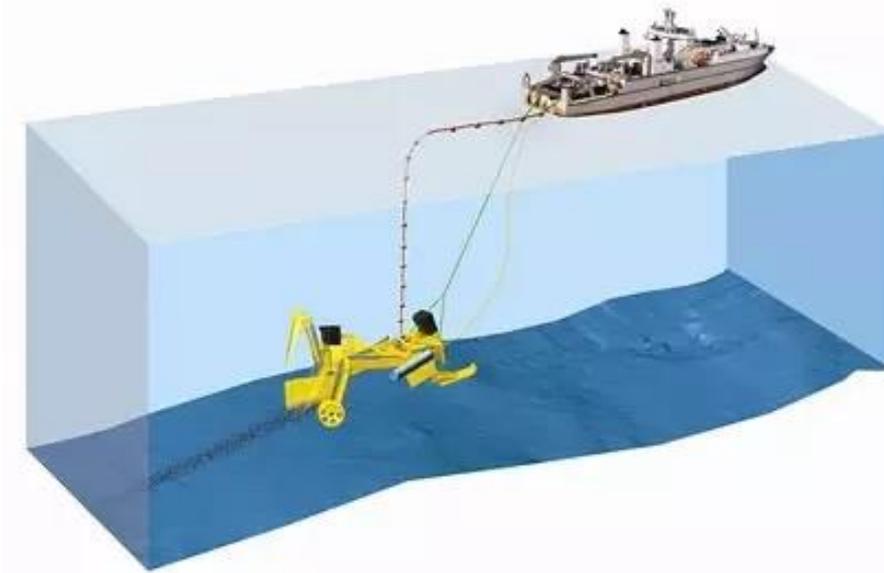
Figura 48 - nave posa cavi



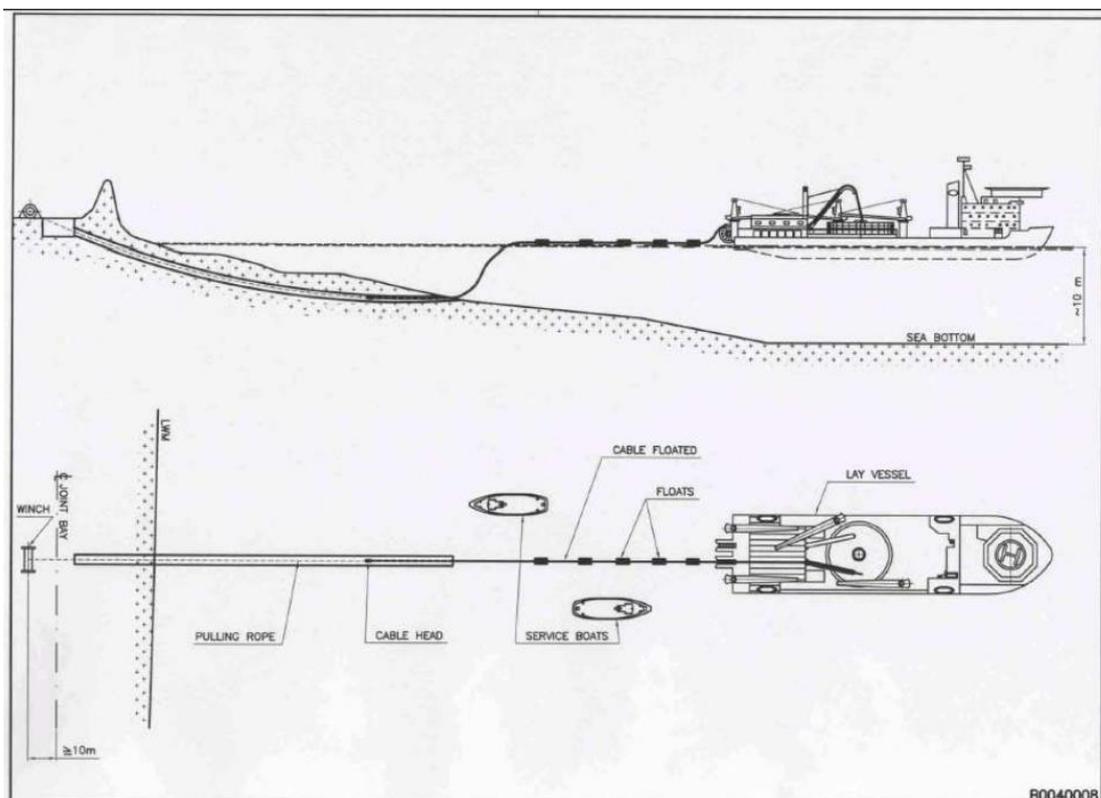
Figura 49 - nave posa cavi dettagli

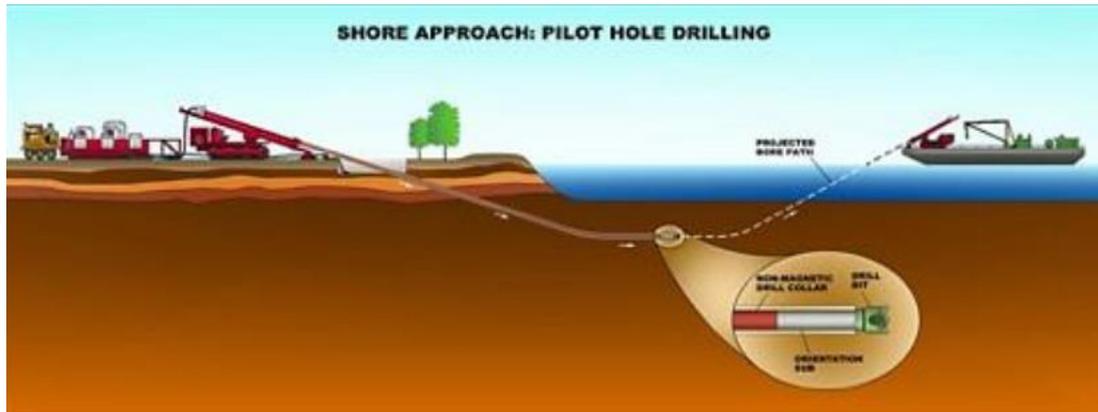
Si procederà quindi, con opportuni mezzi, all'operazione di messa in opera della protezione. (Trincee di allettamento cavi o tegoli protettivi).

Nella seguente Figura 50 si riporta la modalità di posa in trincea con interro.

**Figura 50 - modalità di posa in trincea con interro**

Arrivati in prossimità della costa, il cavo sottomarino verrà o tirato tramite il terminale fino alla camera di giunzione (Figura 51) o sarà portato in quest'ultima tramite tecnica TOC (Figura 52).

**Figura 51 - tiro del cavo dal mare fino alla camera di giunzione**

**Figura 52 - trasporto alla camera di giunzione tramite tecnica TOC**

La trivellazione con TOC 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 PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m.

Nella realizzazione della tecnica TOC, si cercherà di creare sinergia con un altro parco eolico di uguali caratteristiche che Seawind sta progettando nello stesso quadrante e per il quale si prevede un cavo elettrico di export delle stesse caratteristiche. Questo potrà significare praticare un singolo intervento TOC con un diametro maggiore ma che permetterà di alloggiare due cavi di export riducendo il sollevamento terra e quindi l'impatto ambientale, riducendo i giorni di utilizzo delle imbarcazioni e delle apparecchiature di trivellazione e quindi riducendo l'impatto sulla navigazione portuale durante la costruzione.

7.3. INSTALLAZIONE DEL CAVO TERRESTRE E STAZIONE UTENTE

L'installazione del cavo terrestre sia 220 kV che 380 kV avverrà con posa interrata come indicato nelle precedenti Figura 43 e **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** Se necessario saranno realizzati tratti in HDD per evitare interferenze con opere esistenti.

Sarà realizzata una stazione terrestre "on-shore" prima della consegna sulla stazione 380 kV Terna di Sulcis per permettere sia l'innalzamento della tensione al livello di quella di connessione (380 kV), che la gestione dell'impianto e la misura fiscale dell'energia prodotta.

In tale stazione saranno anche previste le dovute apparecchiature di compensazione della potenza reattiva. L'area di detta stazione avrà una superficie di circa 4.800 mq.

8. OPERAZIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

La missione di Seawind Ocean Technology è promuovere, progettare, costruire e gestire impianti eolici offshore in tutto il mondo. La società si impegna a fornire servizi di O&M (operazione e manutenzione) di

prima classe assumendo, sviluppando e trattenendo professionisti qualificati. Seawind Ocean Technology esamina attentamente la leadership del settore eolico e recluta il miglior team di professionisti. L'obiettivo delle attività operative è quello di mantenere i parametri operativi così come sono stati fissati nel modello prestazionale che fornisce le garanzie di impianto nel PPA¹. La Figura 53 mostra un organigramma di base per il team O&M:

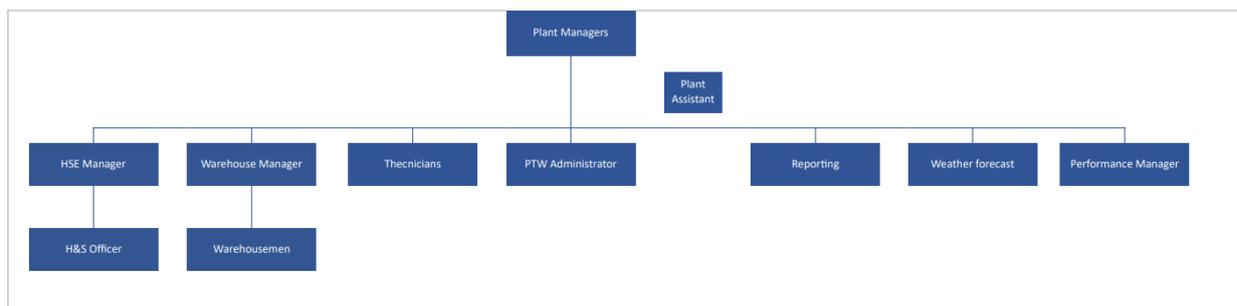


Figura 53 - Organizzazione O&M

Il Team è ottimizzato per garantire un'attività operativa sicura e affidabile.

Un CMMS (Computer Maintenance Management System) sarà implementato e ottimizzato durante la messa in servizio e il primo anno di esercizio commerciale. Il CMMS consentirà di assegnare priorità alle richieste di lavori di manutenzione sulla base di un'analisi costi/benefici, tiene traccia dei costi per attrezzatura e sistema e fornisce record di traccia per qualsiasi garanzia di attrezzatura del produttore di apparecchiature originali. Il CMMS sarà interattivo con i negozi e l'acquisto del software.

La procedura di Operation and Maintenance impostata sarà basata sia sulla riduzione al minimo dei rischi operativi in termini sia di sicurezza del personale e delle attrezzature, sia sull'aumento dell'affidabilità del piano. Particolare attenzione sarà data ai rischi di inquinamento e sarà predisposto un piano ambientale da rispettare con la normativa locale, internazionale e gli standard di Seawind.

Le attività di manutenzione saranno focalizzate sui più elevati standard di sicurezza, qualità, disponibilità e affidabilità, fornendo il miglior supporto per il team operativo. Le attività di manutenzione programmata verranno eseguite in conformità con i requisiti dei produttori di apparecchiature e verranno eseguite contemporaneamente alle attività di manutenzione correttiva, riducendo drasticamente l'ambito e la durata della revisione annuale dell'impianto. Per implementare questa strategia di manutenzione, imposteremo un roster sia di elicotteri che di barche 24 ore su 24, 7 giorni su 7, per eseguire la manutenzione pianificata e non pianificata solo sulla turbina eolica spenta. Questa strategia ci consente di migliorare la disponibilità della centrale.

Il programma di affidabilità delle apparecchiature include un sistema di monitoraggio delle condizioni delle apparecchiature e valutazioni dell'affidabilità per identificare potenziali problemi con apparecchiature rotanti ed elettriche nelle loro fasi iniziali e l'implementazione di azioni preventive e correttive o miglioramenti che ridurranno o addirittura preverranno guasti catastrofici. Tutte le apparecchiature critiche saranno monitorate. La termografia sarà utilizzata per rilevare i punti ad alta temperatura che possono indicare l'inizio di un cattivo contatto elettrico o guasti di connessione. La tribologia è una tecnologia di analisi dell'olio che rileva la presenza di piccole quantità di materiali per cuscinetti in campioni di olio lubrificante che indicano l'usura

¹ Un accordo sulle prestazioni pianificate dell'impianto (PPA: project performance agreement) è uno strumento di gestione del progetto utilizzato per chiarire le performance che ogni sistema operativo e di manutenzione devono avere, consentendo a tutti gli operatori di quei sistemi di essere chiari su ciò che è loro richiesto in tutte le fasi del processo.

	RELAZIONE GENERALE PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 1" P = 292,8 MVA	
Codifica Elaborato:	<i>REL.A – Relazione generale</i>	Rev. 00

dell'attrezzatura e verrà eseguita su ogni attrezzatura rotante. Le analisi dell'olio del trasformatore saranno eseguite secondo la raccomandazione dell'OEM.

La filosofia delle parti di ricambio si basa sullo stoccaggio del corretto numero e tipo di ricambi al fine di ridurre la durata di interruzioni impreviste e migliorare la disponibilità dell'impianto. Alcuni strumenti di gestione delle parti di ricambio saranno collegati al sistema di gestione dei lavori di manutenzione. Uno degli obiettivi della gestione dell'inventario dei pezzi di ricambio è ridurre al minimo la quantità di capitale necessaria per supportare la strategia di O&M.

In sintesi, gli obiettivi di O&M saranno:

- Massimizzare l'efficienza complessiva della generazione di energia.
- Ridurre al minimo il numero e la durata dei periodi di interruzione con conseguente elevata disponibilità dell'impianto.
- Massimizzare la sicurezza del personale e delle attrezzature.
- Minime emissioni ambientali.
- Rispettare i Requisiti di Sviluppo Economico, massimizzando i contenuti locali e nazionali.
- Ottimizzare i costi di O&M.

Si vuole infine sottolineare il fatto che le attività di manutenzione programmata verranno eseguite in conformità con i requisiti dei produttori di apparecchiature e verranno eseguite contemporaneamente alle attività di manutenzione correttiva, riducendo drasticamente l'ambito, la durata e il numero di interventi. Si massimizzerà la capacità dell'impianto di far monitorare da remoto le performance delle apparecchiature in modo da limitare, quando possibile, l'intervento per via mare o aria.

9. PIANO DI DISMISSIONE

Lo smantellamento di un parco eolico dipende anche dalle diverse linee guida nazionali per la demolizione. Nel caso dell'Italia, ci riferiamo come linea guida alla DIN 18007 rispetto alla quale vengono valutate le procedure più comuni in termini di idoneità e impatto a seconda della costruzione, del componente e del materiale da costruzione. Inoltre, la disattivazione delle turbine eoliche è disciplinata dal Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010 intitolato "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Alla fine del ciclo di vita di ogni impianto eolico offshore che impiega unità Seawind (e non) si consiglia di seguire un approccio standardizzato delle attività. Il ciclo di vita del parco eolico è stimato di cinquanta anni. Dopo i primi venticinque sarà necessario un aggiornamento delle componenti degli aereogeneratori ma non delle unità flottanti in calcestruzzo che sono progettate per durare cinquanta anni.

Alla fine della vita dell'impianto si effettuerà la cosiddetta fase di decommissioning e de assemblamento.

Le attività principali attese sono:

- Lo smontaggio in loco delle unità (torre, navicella, pale) e trasporto a terra via nave
- Lo smontaggio dell'equipaggiamento elettrico-meccanico interno alle piattaforme, inclusa le cabine elettriche offshore locate nelle unità galleggianti di testa o di cluster. Il recupero dei sistemi di ancoraggio
- L'equipaggiamento recuperato verrà trasportato via nave a terra dove sarà smontato (riducendo i rischi di sicurezza a mare) e riciclato o smaltito presso i centri specializzati preposti
- Il ripristino dello stato delle aree occupate a terra

Le piattaforme galleggianti in calcestruzzo verranno affondate e lasciate in sede essendo state progettate in maniera biocompatibile con zero rilascio di sostanze inquinanti. Inoltre, queste saranno diventate rifugio per vita marina e quindi integrate con l'ecosistema.

Per quanto riguarda la rimozione dei cavi, questa andrà valutata durante il periodo di operazione e monitoraggio per decidere in fase finale di dismissione se sia più impattante rimuoverlo rispetto a lasciarlo in sede.

La panoramica semplificata è la seguente:

1.Scollegare il cavo sottomarino (Figura 54):

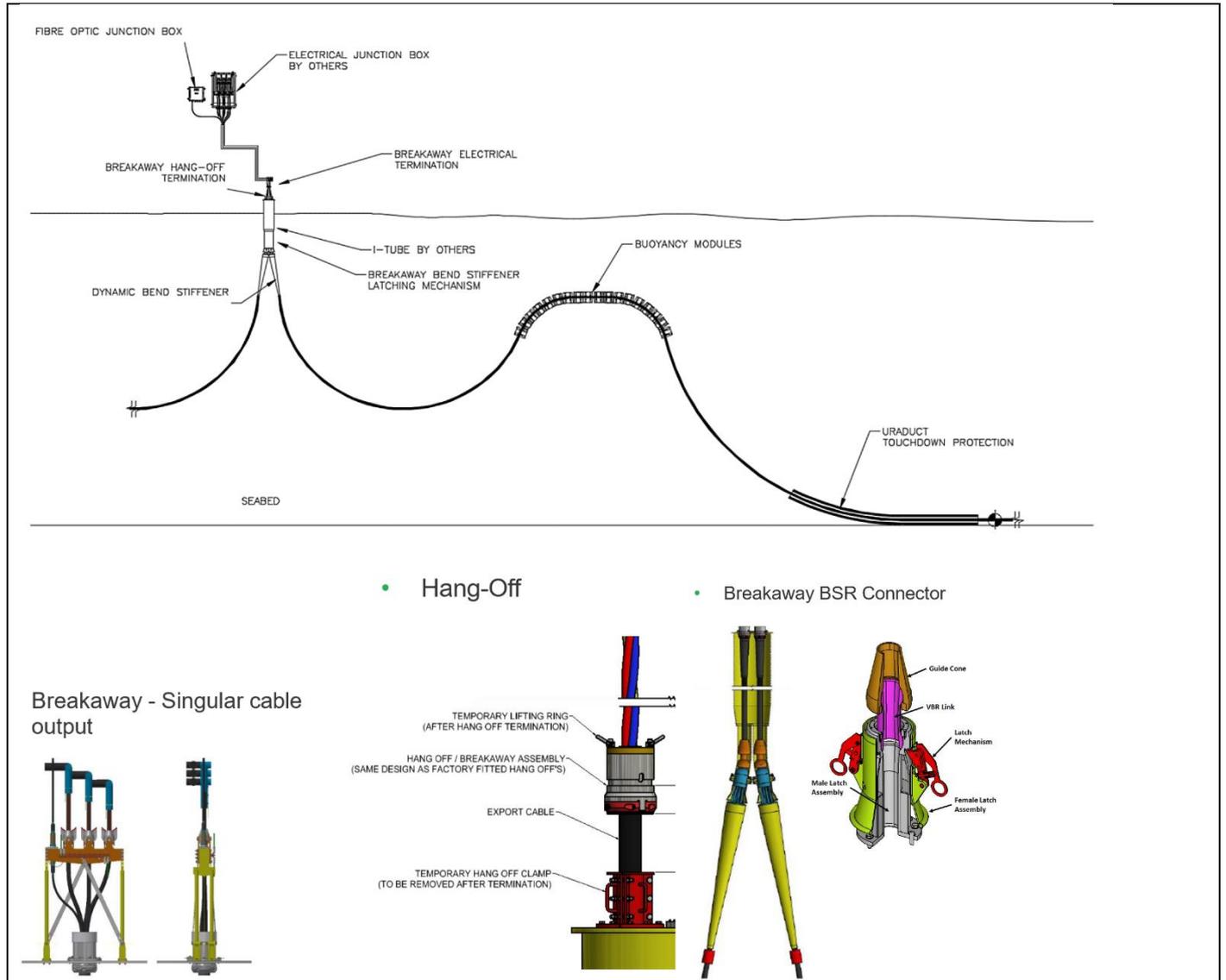
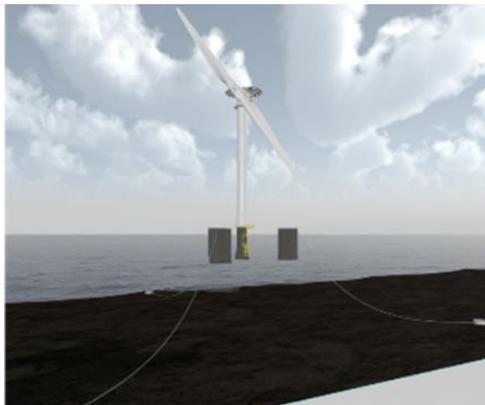
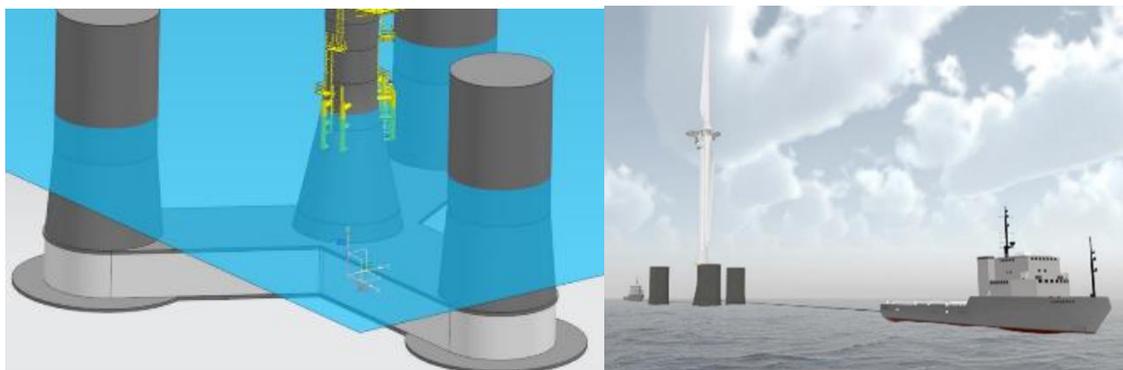


Figura 54 - dettagli fase scollegamento cavo sottomarino

2.Scollegare le linee di ormeggio dalla fondazione galleggiante (Figura 55):

**Figura 55 - ormeggi da scollegare**

3. Immergere la fondazione galleggiante e trainarla alla base di assemblaggio Seawind di Oristano (Figura 56).

**Figura 56 - traino della unità galleggiante**

Il ripristino del sito è regolato dalla legislazione nazionale. Il Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010 impone ai produttori di riportare il sito alle condizioni originarie. Il ripristino del sito è una responsabilità multi-stakeholder.

Le parti sono:

- proprietario delle unità WTG o dell'impianto eolico completo Del Toro 1;
- società operatrice delle unità WTG o dell'impianto eolico completo Del Toro 1;
- azienda di smantellamento;
- società di gestione dei rifiuti;
- Autorità preposte.

Inizio dello smantellamento - allestimento del cantiere

Prima di iniziare l'installazione in cantiere, si accerterà che le misure siano adatte per l'allestimento dell'area di montaggio gru e di accesso al molo nel centro assemblaggio di Oristano, compreso il raggio di curvatura. Seawind non utilizzerà il molo di costruzione e assemblaggio del centro di Oristano poiché l'attività di costruzione e assemblaggio delle turbine eoliche continuerà. Ci sarà un molo dedicato separato contrassegnato come sito di smantellamento.

L'azienda di smantellamento creerà condizioni di lavoro sicure e sane sul cantiere con le attrezzature del cantiere.

Per quanto riguarda le attrezzature di cantiere:

- Il sito di smantellamento sarà protetto da una recinzione del sito e da una segnaletica;
- L'approvvigionamento idrico, lo smaltimento delle acque reflue e l'alimentazione elettrica saranno istituiti collegandosi alle reti esistenti o gestendo serbatoi di acqua dolce e acque reflue e installando un generatore di energia;
- Uffici, sale ricreative e servizi igienici saranno allestiti e attrezzati, comprese le strutture di primo soccorso;
- Saranno previste attrezzature e impianti antincendio per il taglio a fiamma;
- Le aree di traffico, comprese le vie di fuga e di soccorso, saranno chiaramente segnalate e fornite.
- Saranno previsti spazi e aree operative sufficienti per la movimentazione, lo smontaggio e lo stoccaggio intermedio dei componenti del WTG e per la raccolta differenziata dei flussi di rifiuti/materiali;
- Saranno rispettati i requisiti di legge per rumore, polvere, vibrazioni in cantiere.

Sequenza di smontaggio

Smontaggio WTG

Di seguito sono riportati i singoli passaggi per lo smantellamento di un WTG fino al bordo superiore della fondazione (cioè escluso il componente di fondazione), i passaggi successivi mostrano un esempio di smantellamento di un WTG con torre tubolare in acciaio)

1. Imbardata della turbina ad un orientamento che consenta la manovra del braccio della gru,
2. Parcheggiare le pale in una posizione adatta allo smontaggio - per lo smontaggio completo del rotore, questo è con il bordo d'uscita rivolto in avanti per garantire l'altezza da terra una volta che il rotore è a terra.
3. Successiva disconnessione dell'alimentazione e cablaggio delle informazioni;
4. Se necessario, diseccitare i dispositivi di accumulo di energia per ridurre il rischio durante il processo, come batterie, recipienti a pressione, ecc.;
5. Erigere la gru principale sull'area di assemblaggio della gru;
6. Smontare il rotore nel suo complesso e abbassarlo in un'unica operazione.
7. (Piatto) posizionare il rotore a terra;
8. Smontaggio del rotore nelle sue singole parti (3 singole pale e mozzo);
9. Caricamento diretto delle pale del rotore su trasportatori pesanti (portapacchi di trasporto adatti);
10. Trasporto delle pale del rotore alla destinazione concordata dell'acquirente;
11. Caricamento diretto del mozzo su trasportatori pesanti (telaio di trasporto adatto);
12. Trasporto dell'hub verso la destinazione concordata dell'acquirente;
13. Smontaggio completo della navicella (inclusi albero motore e gerabox) e abbassamento;
14. Caricamento diretto della navicella su trasportatori pesanti (telaio di trasporto adatto);
15. Trasporto della navicella alla destinazione concordata dell'acquirente;
16. Successivo smantellamento delle singole sezioni della torre in acciaio dopo aver allentato i relativi collegamenti e abbassato ciascuna sezione della torre in acciaio in un'unica operazione;
17. Caricamento diretto delle singole sezioni della torre in acciaio su trasportatori pesanti (telaio di trasporto adatto);

18. Trasporto delle singole sezioni della torre in acciaio fino alla destinazione concordata dell'acquirente;
19. Smantellamento dei componenti WTG che potrebbero essere ancora nella base della torre;
20. Caricamento diretto di questi componenti WTG rimanenti su furgoni (telaio di trasporto adatto);
21. Trasporto di questi restanti componenti WTG alla destinazione concordata dell'acquirente.

Smaltimento del WTG con eventuale utilizzo secondario di singoli componenti

In caso di smaltimento del WTG in combinazione con un possibile uso secondario dell'intero WTG o di singoli componenti (ad esempio pala del rotore, riduttore o generatore dalla navicella), le singole fasi pertinenti relative ai componenti corrispondenti saranno sostituite seguendo le singole fasi corrispondenti da una procedura per un ulteriore utilizzo del WTG nel suo complesso.

Procedure di smantellamento della torre

La torre di un WTG è un tubo d'acciaio con un pezzo di cemento ibrido di transizione. Di seguito, lo smantellamento e la decostruzione della torre sono brevemente descritti:

La torre tubolare in acciaio, costituita da singole sezioni di acciaio disposte una sopra l'altra, è collegata alla base della torre al componente di transizione della fondazione in calcestruzzo, che fornisce il collegamento con la fondazione. Lo smantellamento della torre produrrà metalli non ferrosi come l'alluminio dai componenti della torre e il rame dal cavo di alimentazione tagliato nella torre, che sarà anche fornito a società specializzate nella gestione dei rifiuti.

Smantellamento della fondazione

Qualora non si possa lasciare la fondazione in loco è possibile considerare il suo smantellamento irreversibile. A causa dell'attuale mancanza di metodi di decostruzione alternativi, si può prevedere che la fondazione in calcestruzzo di ogni unità sia rimorchiata in un cantiere navale di rottami con bacino di carenaggio (non Oristano). Lì sarà smantellata in segmenti o distrutta in modo mirato. La fondazione in calcestruzzo smantellata sarà separata nei suoi componenti e riciclata in un processo successivo. A tale scopo, gli escavatori verranno utilizzati per frantumare le sezioni di calcestruzzo in modo che l'eventuale acciaio di rinforzo, se presente, sia separato dal cemento armato. Il calcestruzzo demolito durante il processo di smantellamento viene lavorato o riciclato direttamente in loco secondo necessità, ad esempio durante il ripotenziamento, oppure viene trasportato a società speciali per il riciclaggio.

Procedure di smontaggio

Lo smantellamento vero e proprio della fondazione in calcestruzzo può essere effettuato sia per mezzo di un escavatore che per sabbiatura. Le fondazioni possono essere smantellate utilizzando un escavatore. La fondazione verrà spezzata utilizzando uno scalpello idraulico e i frammenti esposti verranno quindi dragati. A causa delle vibrazioni durante la cesellatura, l'acciaio di rinforzo sarà separato dal calcestruzzo relativamente facilmente, o è già prevalentemente presente separatamente durante lo scavo.

La sabbiatura (nota anche come sabbiatura sciolta) sarà l'opzione che potrebbe essere concordata con la struttura del cantiere navale di rottami. L'autorità competente in tale impianto di demolizione del cantiere navale sarà informata in anticipo, dettagliando, tra l'altro, il piano di sabbiatura e assicurando che non possa causare alcun danno alle aree e agli spazi vicini. Dopo aver effettuato la sabbiatura, il calcestruzzo e l'acciaio di rinforzo sono per lo più disponibili separatamente e possono essere rimossi dalla fondazione utilizzando escavatori.

L'acciaio e il calcestruzzo di rinforzo saranno trasportati separatamente in impianti speciali per un ulteriore recupero o riciclaggio.

Smontaggio dell'infrastruttura meccanica delle attrezzature dell'impianto

I requisiti per l'infrastruttura meccanica e le attrezzature di bilanciamento dell'impianto sono brevemente dettagliati di seguito:

- assicurare alla gru di raggiungere il fondo della fondazione in calcestruzzo
- i trasformatori interni vengano smontati prima della decostruzione della fondazione;

- si esegua la rimozione di cavi interni e cavi esterni;
- si rimuovano le apparecchiature al punto di connessione alla rete (pannello di controllo MT, propria stazione di trasformazione, ecc.);

Il carico e il trasporto di questi componenti alla società specializzata nella gestione dei rifiuti saranno effettuati nel rispetto delle norme di sicurezza per quanto riguarda eventuali sostanze pericolose (inclusi PCB, SF6) contenute nei componenti.

Quando sarà decisa la disattivazione del parco Del Toro, verrà fatta una distinzione tra il cablaggio specifico dell'unità e il cablaggio che collega l'impianto eolico offshore al punto di connessione alla rete, cioè il percorso del cavo di esportazione. I cavi specifici dell'unità saranno completamente smontati.

Si intende che il cavo di esportazione e il percorso del cavo nella misura concordata con l'autorità rimarranno nel terreno in attesa di eventuali controlli e indagini sulle condizioni e sullo stato di operabilità per il futuro sviluppo di impianti eolici offshore nella stessa posizione o in quella adiacente. Ciò sarà esaminato e valutato con l'autorità competente in base alle rispettive condizioni limite esistenti sotto gli aspetti giuridici, ecologici ed economici.

Taglio e separazione

Le attività di taglio delle pale eoliche saranno. È fondamentale che le attività di taglio e separazione siano svolte in base a requisiti elevati di salute e sicurezza, come regolato dalla legislazione europea e nazionale.

Possibili tecniche di esecuzione

Indipendentemente dall'utensile, il sezionamento mediante un processo meccanico (sega/fresa apposta su un escavatore) è la migliore pratica rispetto a un processo manuale (utensili portatili). Ove possibile, il taglio dovrebbe avvenire in un ambiente chiuso (ad esempio tende a silos temporanei) per ridurre al minimo le emissioni di polvere e rumore.

Taglierina a getto d'acqua

Questo metodo utilizza un getto d'acqua ad altissima pressione o una miscela di acqua e una sostanza abrasiva. Può tagliare diversi materiali della pala, compresi i metalli. Il processo è in gran parte rispettoso dell'ambiente, per quanto riguarda le emissioni di polvere e rumore, ma l'uso dell'acqua è elevato rispetto agli altri metodi elencati di seguito.

Sega a filo

Il metodo utilizza un filo d'acciaio raffreddato ad acqua con particelle / denti diamantati, che è avvolto attorno alla pala della turbina eolica. Il filo può tagliare diversi materiali inclusi compositi e metalli ed è limitato solo dalla lunghezza del filo che può essere estesa indefinitamente. Il processo è relativamente rispettoso dell'ambiente, per quanto riguarda le emissioni di polvere e rumore. L'acqua di raffreddamento può essere riciclata. Inoltre, i tagli sono relativamente lisci e ben definiti. Lo svantaggio è che il metodo richiede molto tempo e la lama deve essere saldamente fissata durante il taglio per evitare di pizzicare il filo.

Sega circolare

È possibile utilizzare diversi tipi e dimensioni di seghe circolari a punta diamantata. Le dimensioni vanno dalle seghe portatili alle seghe ad azionamento idraulico. La sega può fare qualsiasi sezione di dimensioni, ma di solito è necessario effettuare diversi tagli. Ciò aumenta la quantità di polveri/tagli/emissioni che vengono prodotte per ogni sezione. Se eseguita correttamente, la sega circolare produrrà tagli di movimentazione relativamente fini. Può essere combinato con diversi sistemi di raccolta delle polveri, sia sottovuoto che ad acqua. Il vantaggio principale è che è possibile effettuare tagli indipendenti in tutte le direzioni. Questo dà la possibilità di estrarre materiali selezionati, come i laminati principali o la balsa per scopi speciali.

Fresa a mascella

La fresa a mascella è il metodo più comune per sezionare le pale delle turbine eoliche. Azionata idraulicamente produce un taglio molto ruvido attraverso il materiale e il materiale viene schiacciato nella zona di taglio. È difficile controllare le emissioni di polveri e fibre, quindi è necessaria una nebbia d'acqua per controllare la polvere. È anche necessario pulire l'area dopo il completamento. Le sezioni sono soggette a emettere polvere e fibre durante il trasporto, il che aumenta la richiesta di un adeguato stivaggio, copertura e / o avvolgimento sulle navi / camion di trasporto.

10. CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ

Alcuni degli elementi essenziali della road map di progetto sono elencati di seguito.

2021

- ✓ Costituzione del gruppo di lavoro per la redazione del progetto;
- ✓ Incontro preliminare con Autorità di Sistema del Mare di Sardegna
- ✓ Avvio iter con TERNA per l'ottenimento della connessione alla rete elettrica
- ✓ Avvio iter con la Capitaneria di Porto di Cagliari per l'ottenimento della concessione marittima e demaniale
- ✓ Consultazione con il Ministero della Transizione Ecologica presentazione preliminare del progetto
- ✓ Incontro Ufficio Tecnico Consorzio di Portovesme per condivisione tragitto percorso allaccio alla rete nazionale

2022

- ✓ Riscontro documentale a seguito di richiesta di integrazioni da parte di Capitaneria
- ✓ Incontri tecnici con TERNA sulla fattibilità ed aspetti tecnici e conferma della preparazione dell'offerta pur se con un ritardo atteso dovuto al carico di lavoro di Terna
- ✓ avvio pratica fase di scoping del processo di Autorizzazione Unica art. 12 del D. Lgs. 387/2003 e s.m.i.

ATTIVITA' FUTURE PIANIFICATE ED EVENTI STIMATI:

2022

- ✓ Rilievi e misure in mare (survey) e preparazione dello Studio di Impatto Ambientale per la procedura di VIA
- ✓ Domanda istanza di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi del Decreto Legislativo 152/2006, Art. 21)
- ✓ Svolgimento attività previste dal processo di Autorizzazione Unica, incluso realizzazione del Progetto Definitivo.

2023

- ✓ Attesa approvazione istanza di VIA
- ✓ Svolgimento attività previste dalla circolare 40 M_TRA/PORTI /0073 2012 del Ministero delle Infrastrutture dei Trasporti per i parchi eolici offshore and ottenimento del permesso a costruire il parco

2024

- ✓ Attivazione di tutti i contratti di fornitura

2025

- ✓ Avvio costruzione del parco

2026

- ✓ Attesa entrata in esercizio del parco entro fine anno.

11. QUADRO ECONOMICO DELL'OPERA, DATI DI PRODUCIBILITA' ED EMISSIONI CO2 RISPARMIATE

Il progetto complessivo prevede un investimento totale di circa 1334 milioni di Euro. I dettagli delle voci principali di investimento sono dati nell'allegato 'quadro economico dell'opera'.

In questa cifra complessiva sono comprese tutte le spese di costruzione installazione e allacciamento dei sistemi eolici flottanti, la realizzazione di una sottostazione flottante in AT (220kV) i cavi di collegamento tra le turbine e il cavo di esportazione in AT fino alla stazione di terra. Il calcolo è basato sull'utilizzo di Aerogeneratori Seawind 12 da 12,2MW di potenza con piattaforme flottanti in calcestruzzo sempre progettate da Seawind.

Si prevede che sarà possibile l'eliminazione della sottostazione flottante in AT, tramite l'installazione dei trasformatori 66-220 kV nei cilindri periferici delle piattaforme flottanti di due degli aerogeneratori del parco eolico (detti turbine di testa). Questo comporterebbe un risparmio di circa 100 mEuro.

A prescindere dall'eliminazione o meno della sottostazione flottante in AT, il costo degli aerogeneratori è previsto che sia molto inferiore ad impianti eolici flottanti già realizzati. Questo grazie alle caratteristiche peculiari degli aerogeneratori Seawind. Una valutazione più precisa dell'investimento complessivo potrà essere fatta a valle del congelamento di tutte le scelte tecnologiche in fase di VIA.

Per quanto riguarda la producibilità dell'impianto, si rimanda per lo studio dettagliato alla relazione tecnica allegata a questo lavoro. La conclusione riporta che l'impianto, secondo la configurazione prevista, attende una producibilità complessiva di 1400 GWh per il periodo considerato, al netto delle perdite per effetto scia aerodinamica; tale dato di resa energetica corrisponde a ~4800 ore equivalenti medie annue di funzionamento a potenza nominale.

Nel corso delle attività legate alla fase successiva allo scoping, e cioè allo sviluppo dello Studio di Impatto Ambientale per l'istanza di VIA, si prevede una campagna mirata di misura puntuale del vento in velocità e direzione tramite boa meteorologica galleggiante nell'area interessata dall'intervento. Il confronto tra i dati così rilevati ed i dati di lungo periodo disponibili consentirà di affinare e confermare le stime di producibilità.

Infine, in merito al bilancio di anidride carbonica, di seguito, Tabella 3, si riporta il bilancio stimato di CO2 di una singola unità flottante SW 12,2 MW durante il periodo di 25 anni (durata della prima parte del ciclo di vita prima del 'refurbishment').

	RELAZIONE GENERALE PARCO EOLICO OFF-SHORE FLOTTANTE "DEL TORO 1" P = 292,8 MVA		
	Codifica Elaborato:		REL.A – Relazione generale
			Rev. 00

Tabella 3 - Bilancio CO2 per unità completa

Seawind 12	Inputs 12 MW turbine	Units	Emissions per unit (kgCO ₂ /unit)	Total Emissions	Units
Concrete (w/o rebars)					
Support concrete @50%	6.750	ton	140	945	tCO ₂ e
Steel (recycled for rebars)					
Support rebars @50%	945	ton	210	198,45	tCO ₂ e
RNA without blades	470	ton	2300	1081	tCO ₂ e
Tower	929	ton	2300	2136,7	tCO ₂ e
Cast Iron	0	ton	2	0	tCO ₂ e
Copper	18	ton	3900	70,2	tCO ₂ e
Glass Fibre	128	ton	1,5	54	tCO ₂ e
Carbon Fibre	32	ton	20	160	tCO ₂ e
Turbine Mass Check	16967				
Manufacturing and construction emissions CO2				4645,35	tCO ₂ e
Annual CO ₂ /year operational	1	year		72	tCO ₂ e
Operational lifetime emissions	25	years		1.800	tCO ₂ e
Total emissions excluding EOL recycling bonus				6.445	tCO ₂ e
<i>End of Life Recycling Bonus (steel and copper recycling bonus)</i>				-1.757	tCO ₂ e
Total emissions with EOL recycling bonus				4.688	tCO ₂ e
AEP	52.400.000	kWh			
Lifetime Generated Electricity	1.310.000. 000	kWh/25ye ars	Lifetime Emission per kWh	3,58	grCO ₂ e/k Wh

Come si può vedere in 25 anni si producono 3,58 grammi di CO2 per kWh di energia prodotto contro i 548 grammi per kWh prodotto con combustibili fossili in una centrale turbogas (Studio ISPRA "fattori di emissione atmosferica" rapporto nr. 257/17, tab 2.4) risparmiando un enorme volume di emissioni di CO2 nell'ambiente. Il bilancio è quindi decisamente positivo.

L'impatto sulla qualità dell'aria non può che essere positivo per l'ambiente e per la salute umana e persistente fino alla fine della vita utile dell'impianto (50 anni).