



FRED. OLSEN RENEWABLES ITALY S.r.l.

Roma, Italia

Istanza di Concessione Demaniale per la Realizzazione di un Parco Eolico Offshore - Seawind Brindisi

Relazione Tecnica Illustrativa

Doc. n. P0033598-1-H2-Relazione Tecnica Illustrativa_Rev 01 – Gennaio 2023

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
01	Aggiornamenti	BC003	MAB	SSA	Gennaio 2023
00	Prima Emissione	BC003	MAB	SSA	Gennaio 2023

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

LISTA DELLE TABELLE	3
LISTA DELLE FIGURE	3
1 PREMESSA	6
2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	7
2.1 INQUADRAMENTO ELETTRICO	7
2.2 CONTESTO ENERGETICO	13
2.3 IL PIANO DI SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA	14
3 DETTAGLIO DELLE AREE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE/CONCESSIONE	16
4 ELEMENTI COSTITUTIVI DEL PROGETTO	19
4.1 ELEMENTI OFFSHORE	19
4.1.1 Aerogeneratori	19
4.1.2 Sottostazione elettrica offshore galleggianti	23
4.1.3 Cavi elettrici di collegamento	24
5 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI GENERALI DI SENSIBILITÀ	29
5.1 BATIMETRIA	29
5.2 BIODIVERSITÀ	31
5.2.1 Siti rete natura 2000 e aree protette (euap)	31
5.2.2 Habitat marini	1
5.2.3 Siti RAMSAR e IBA	3
5.3 VINCOLI DERIVANTI DALLE ATTIVITÀ ECONOMICHE DELLA PESCA ED ALTRE ATTIVITÀ ANTROPICHE	5
5.4 TRAFFICO MARITTIMO	7
5.5 ASSERVIMENTI DERIVANTI DALLE ATTIVITÀ AERONAUTICHE CIVILI E MILITARI	8
5.6 PIANIFICAZIONE SPAZIO MARITTIMO (PSM)	9
5.7 TITOLI MINERARI PER LA RICERCA E LA COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN MARE	10
5.8 ALTRI ELEMENTI: ASSERVIMENTI INFRASTRUTTURALI, AREE MILITARI, AREE UXO E RELITTI	11
5.9 ANALISI DEI PRINCIPALI VINCOLI ONSHORE	13
5.9.1 Piano paesaggistico territoriale regionale (PTPR) puglia	13
5.9.2 Piano regionale delle coste (PRC)	14
5.9.3 Piano assetto idrogeologico (PAI)	15
5.9.4 Carta della natura della regione Puglia	17
5.9.5 Piano regolatore generale (PRG) di Brindisi	19
6 MODALITA' DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE	22
6.1 PARTE MARITTIMA	22
6.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti	22
6.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione	22
6.1.3 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante	22
6.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante	22
6.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino e l'installazione di turbine eoliche galleggianti	22
6.1.6 Cavo elettrico di collegamento tra le turbine	22
6.1.7 Procedura di posa dei cavi elettrici sul fondale marino	23
6.1.8 Approdo	23
6.2 PARTE TERRESTRE	23
6.2.1 Buca Giunti	23
6.2.2 Stazione di Sezionamento	23
6.2.3 Linea di ConneSSIONE a 220 kV	24

6.2.4	Sottostazione Elettrica di Utenza	25
7	ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO	26
7.1	MANUTENZIONE ORDINARIA	26
7.2	MANUTENZIONE STRAORDINARIA	26
8	DISMISSIONE DELLE OPERE	27
8.1	CE - CIRCULAR ECONOMY	27
	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	28

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2.1 Coordinate geografiche degli aerogeneratori del parco eolico offshore Seawind Brindisi	8
Tabella 2.2 Coordinate geografiche della OSS del parco eolico offshore Seawind Brindisi	10
Tabella 2.3 Dettaglio Sottostazione Elettrica di Utenza (SE)	13
Tabella 5.1 Siti Rete Natura 2000 nei pressi dell'area di Progetto	31
Tabella 5.2 Aree Naturali Protette (EUAP)	31

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1.1 Inquadramento generale del parco eolico offshore Seawind Brindisi	6
Figura 2.1 Layout del parco eolico offshore Seawind Brindisi	7
Figura 2.2 Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori	10
Figura 2.3 Dettaglio dei cavi 220 KV sottomarini in partenza dalla OSS (linee blu)	11
Figura 2.4 Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e della buca giunti	12
Figura 2.5 Dettaglio della vista del cavidotto dalla buca giunti alla Stazione di Sezionamento	12
Figura 2.6 Vista della Sottostazione Elettrica di Utenza lato connessione	13
Figura 2.7 Schema delle linee in AAT della Puglia	14
Figura 3.1 Vertici di "discontinuità" individuati da coordinate Gauss – Boaga e sistema geodetico WGS 84	18
Figura 3.2 Estratto dell'Elaborato Grafico con limite delle acque territoriali (linea blu)	18
Figura 4.1 Esempio di aerogeneratore	19
Figura 4.2 Esempio di struttura della torre eolica	20
Figura 4.3 Esempi di strutture galleggianti per Parchi Eolici Offshore	21
Figura 4.4 Sistema di Ormeaggio con catenaria	22
Figura 4.5 Sistema di Ormeaggio a elementi tesi	22
Figura 4.6 Standard di ancoraggio sottomarino	24
Figura 4.7 Esempio di cavo di collegamento a 66 kV e tipico di sezione	25
Figura 4.8 Percorso ipotetico del cavidotto sottomarino (linea blu)	26
Figura 4.9 Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli	27
Figura 4.10 Dettaglio del metodo di posa con co-trenching	28
Figura 4.11 Esempio di metodo di posa con gusci di protezione	28
Figura 5.1 Batimetria dell'Area di Studio	30
Figura 5.2 Ubicazione dei siti Rete Natura 2000 ed EUAP nei pressi dell'area di progetto	32
Figura 5.3 Ubicazione dei siti Rete Natura 2000 ed EUAP nei pressi dell'area di approdo del corridoio dei cavi marini 1	
Figura 5.4 Distribuzione degli Habitat marini (ISPRA)	2
Figura 5.5 Attraversamento dei cavi sottomarini (in rosso) rispetto gli habitat marini prossimi al punto di approdo (ISPRA)	2
Figura 5.6 Corridoio dei cavi sottomarini (in rosso) rispetto gli habitat censiti dal Progetto BIOMAP e dalla DGR 2442 Regione Puglia.	3
Figura 5.7 Siti RAMSAR	4
Figura 5.8 Rappresentazione schematica e semplificata delle principali rotte migratorie che interessano l'Italia	4
Figura 5.9 "Geographical Subareas (GSAs)" del Mediterraneo (Fonte: FAO) e ubicazione del Progetto	5
Figura 5.10 Mappa della densità del traffico da attività di pesca nell'area di progetto (Dati AIS Anno 2019)	6
Figura 5.11 Inquadramento di dettaglio sul punto di approdo	7
Figura 5.12 Mappa della densità del traffico navale nell'area di progetto (Dati AIS Anno 2019)	8
Figura 5.13 Elementi progettuali e servitù aeronautiche, radar e zone DPR nei pressi di Brindisi	9
Figura 5.14 Parco eolico su Piano di Gestione dello Spazio Marittimo - Unità di Pianificazione della Sub-area A/9. Portale SID	10
Figura 5.15 Estratto della Carta delle Istanze e dei Titoli Minerari Esclusivi per Ricerca, Coltivazione e Stoccaggio di Idrocarburi (Fonte: https://unmig.mise.gov.it)	11

Figura 5.16 Inquadramento dell'area del parco eolico in viola, su Carta Nautica e Ubicazione del cavo sottomarino	12
Figura 5.17 Dettaglio con Ubicazione Relitti, aree Militari e Aree UXO	13
Figura 5.18 Inquadramento dell'area di approdo su PTPR della Regione Puglia (Fonte: https://pugliacon.regione.puglia.it/web)	14
Figura 5.19 Piano Regionale delle Coste Puglia	15
Figura 5.20 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) Pericolo idraulico. Fonte: Puglia	16
Figura 5.21 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) Pericolo geomorfologico. Fonte: Puglia	17
Figura 5.22 Mappa delle classi del Valore Ecologico Regione Puglia - dettaglio Porto di Brindisi, in blu il percorso dei cavidotti. Fonte: Carta della Natura ISPRA	18
Figura 5.23 Mappa delle classi di Sensibilità Ecologica Regione Puglia - dettaglio Porto di Brindisi, in blu il percorso dei cavidotti. Fonte: Carta della Natura ISPRA	19
Figura 5.24 Estratto cartografico da Piano Regolatore Generale (PRG) Tavola 01. Fonte: brindisiwebgis.it. Figura 1 di 2	20
Figura 5.25 Estratto cartografico da Piano Regolatore Generale (PRG) Tavola 01. Fonte: brindisiwebgis.it. Figura 2 di 2	21
Figura 6.1 Standard di cablaggio sottomarino	23
Figura 6.2 Vista della Stazione di Sezionamento	24
Figura 6.3 Percorso preliminare cavidotto a 220 kV fino alla SE RTN	25
Figura 6.4 Vista della Sottostazione Elettrica di Utenza	25

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AAT	Altissima Tensione
AT	Alta Tensione
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
MW	Megawatt
OWF	Offshore Wind Farm
PNRR	Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
S.p.A.	Società per Azioni
SE	Stazione Elettrica
WTG	Wind Turbine Generator
OSS	Offshore Sub-Station

1 PREMESSA

La presente relazione è stata commissionata da Fred. Olsen Renewables Italy S.r.l. (la Committente), società controllata da Bonheur ASA, che, forte dell'esperienza globale consolidata in 170 anni di presenza nel settore marittimo, maturata da società collegate al Gruppo Fred. Olsen, dalle spedizioni alla costruzione di impianti di produzione di energia offshore, sta studiando e valutando nuovi sviluppi di tecnologie galleggianti in mare aperto, sia eolici che solari.

La Committente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore, denominato Seawind Brindisi, composto da 28 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 19 MW, per una capacità totale di 532 MW richiesta in immissione alla RTN dal Gestore di Rete, da localizzarsi nel Mar Adriatico nello specchio di mare in corrispondenza del comune di Brindisi ad una distanza massima dalla costa della Regione Puglia di circa 29 km.

La scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, della profondità, dei possibili nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. e, non da ultimo, minimizzando/evitando il più possibile le aree di potenziale maggior interferenza a livello ambientale. Nell'area scelta per l'installazione delle turbine il fondale ha una profondità inferiore ai 200 m.



Figura 1.1 Inquadramento generale del parco eolico offshore Seawind Brindisi

2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

2.1 INQUADRAMENTO ELETTRICO

L'involuppo dell'area di layout designata per l'installazione del parco eolico è ubicata nel Mar Adriatico e più precisamente si estende interamente nello specchio di mare di fronte al Comune di Lecce, ricadendo interamente sotto la giurisdizione marittima della Capitaneria di Porto di Brindisi. Essa è posizionata a distanze dalla costa comprese tra i 23 km (distanza minima dalla costa) e i 29 km e a profondità indicative tra i 100 m e i 200 m.

L'area di layout del parco eolico è mostrata in Figura 2.1.

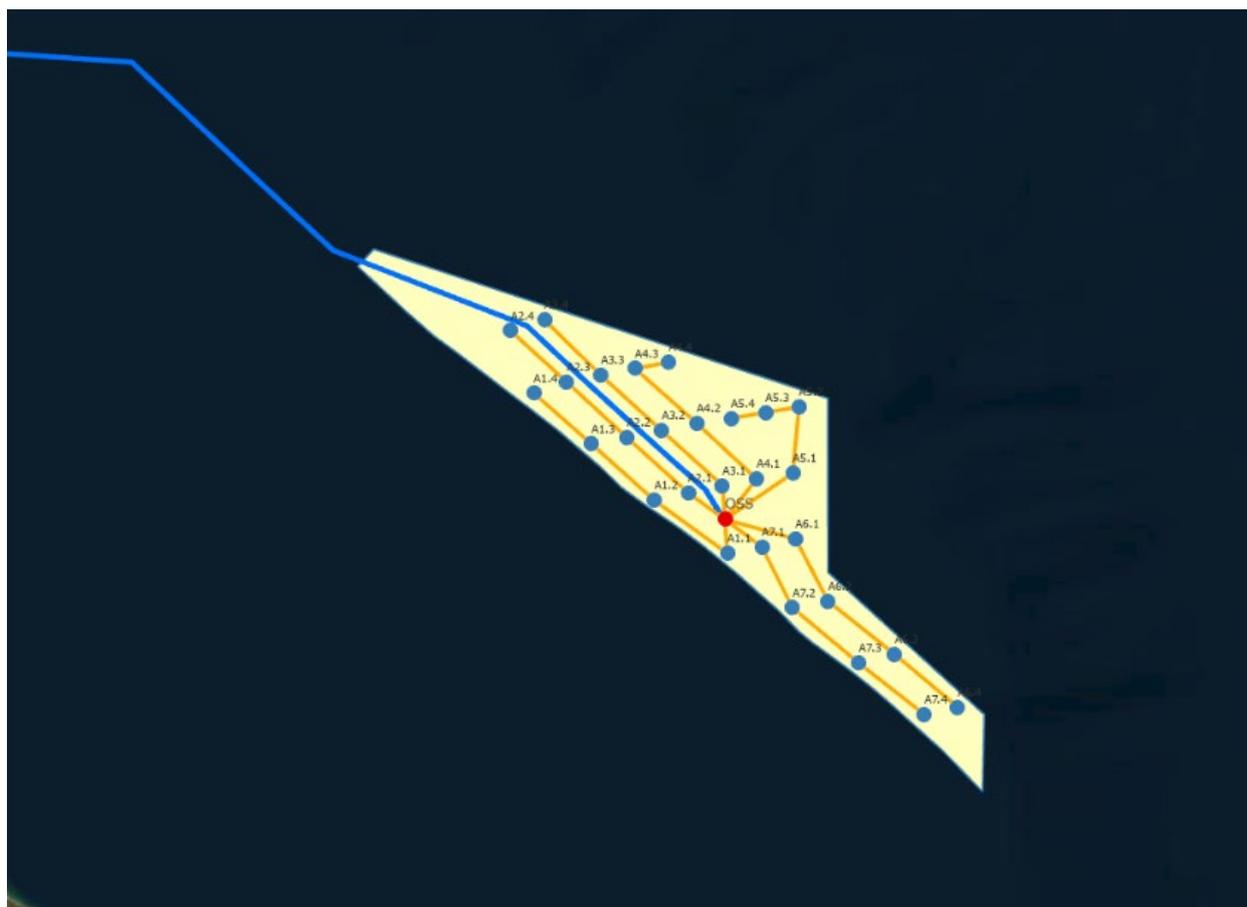


Figura 2.1 Layout del parco eolico offshore Seawind Brindisi

Il Progetto comprende una parte offshore e una parte onshore come descritti di seguito.

La parte offshore sarà costituita da:

- ✓ 28 aerogeneratori, aventi una potenza nominale di 19 MW, per una capacità totale di 532 MW;
- ✓ 1 sottostazione elettrica offshore galleggiante posizionata all'interno dell'area di layout:
 - Step-up 66 kV / 220 kV;
 - N. 2 trasformatori da 350 MVA;
- ✓ 2 terne di cavi sottomarini a 220 KV;
- ✓ un punto di approdo in prossimità del porto di Brindisi.

La parte onshore sarà costituita da:

- ✓ una buca giunti per la giunzione dei cavi sottomarini a 220 kV con i cavi terrestri, posizionata nei pressi del punto di approdo;
- ✓ una Stazione di Sezionamento ad una distanza dalla buca giunti di circa 3.5 km lungo le strade esistenti;
- ✓ 2 terne di cavi terrestri interrati a 220 kV dalla buca giunti alla Stazione di Sezionamento e dalla Stazione di Sezionamento fino alle Sottostazioni Elettrica di Utenza;
- ✓ 1 Sottostazione Elettrica di Utenza:
 - Step-up 220 kV / 380 kV;
 - N. 2 autotrasformatori da 350 MVA;
- ✓ una linea di collegamento, interrata o aerea, dalla Sottostazione Elettrica di Utenza al punto di connessione alla SE RTN di Brindisi.

Con riferimento alla configurazione offshore, il parco eolico sarà suddiviso in 7 stringhe da 4 aerogeneratori ciascuna, come mostrato in Figura 2.2, per una potenza complessiva per stringa di 76 MW.

Nella Tabella 2.1 sono elencate le coordinate geografiche delle posizioni degli aerogeneratori ad oggi ipotizzate categorizzate in funzione della stringa di appartenenza (1,2,3,4,5, 6 e 7) e della posizione nella stringa (per esempio A 1.2 = aerogeneratore posizionato nella stringa 1, posizione n. 2).

Tabella 2.1 Coordinate geografiche degli aerogeneratori del parco eolico offshore Seawind Brindisi

N. progressivo WTG	N. Turbina	Coordinate	
		Longitudine (E)	Latitudine (N)
1	A1.1	18,49876°	40,539361°
2	A1.2	18,474514°	40,557133°
3	A1.3	18,453571°	40,576041°
4	A1.4	18,43444°	40,593014°
5	A2.1	18,485775°	40,55963°
6	A2.2	18,465368°	40,578196°
7	A2.3	18,44454°	40,596749°
8	A2.4	18,426718°	40,61396°
9	A3.1	18,497166°	40,562095°
10	A3.2	18,476925°	40,580533°
11	A3.3	18,456687°	40,599096°
12	A3.4	18,437979°	40,617597°
13	A4.1	18,508512°	40,564299°
14	A4.2	18,488667°	40,582892°
15	A4.3	18,468065°	40,601276°

N. progressivo WTG	N. Turbina	Coordinate	
		Longitudine (E)	Latitudine (N)
16	A4.4	18,479245°	40,60341°
17	A5.1	18,5205°	40,56621°
18	A5.2	18,522604°	40,588408°
19	A5.3	18,511413°	40,586557°
20	A5.4	18,499956°	40,584618°
21	A6.1	18,521454°	40,544162°
22	A6.2	18,532284°	40,523339°
23	A6.3	18,554391°	40,505553°
24	A6.4	18,575365°	40,48784°
25	A7.1	18,51028°	40,541501°
26	A7.2	18,520457°	40,521107°
27	A7.3	18,542479°	40,502602°
28	A7.4	18,564225°	40,485412°

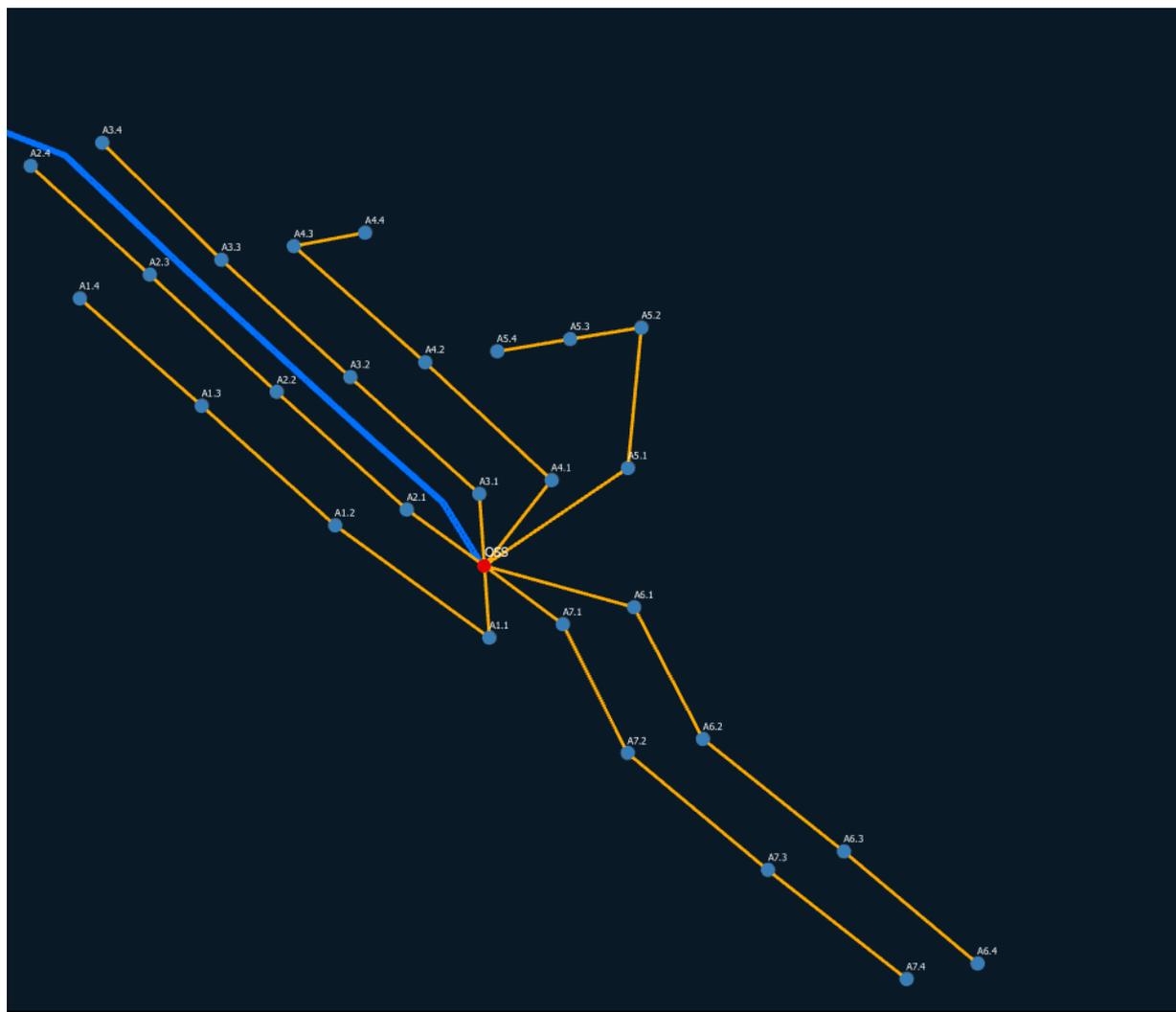


Figura 2.2 Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

Dalle 7 turbine di fine stringa è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66 KV diretto verso la OSS, per un totale di 7 cavi a 66 kV.

La sottostazione elettrica offshore galleggiante, le cui coordinate geografiche sono indicate preliminarmente in Tabella 2.2, è stata posizionata all'interno del perimetro del parco eolico offshore. In detta sottostazione avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 kV a 220 kV.

Tabella 2.2 Coordinate geografiche della OSS del parco eolico offshore Seawind Brindisi

Sottostazione	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
OSS	18,4979630°	40,5507280°

Dalla sottostazione elettrica offshore è prevista la partenza di due terne di cavi di trasmissione sottomarini a 220 kV diretti verso il punto di approdo a terra, come mostrato in Figura 2.3.

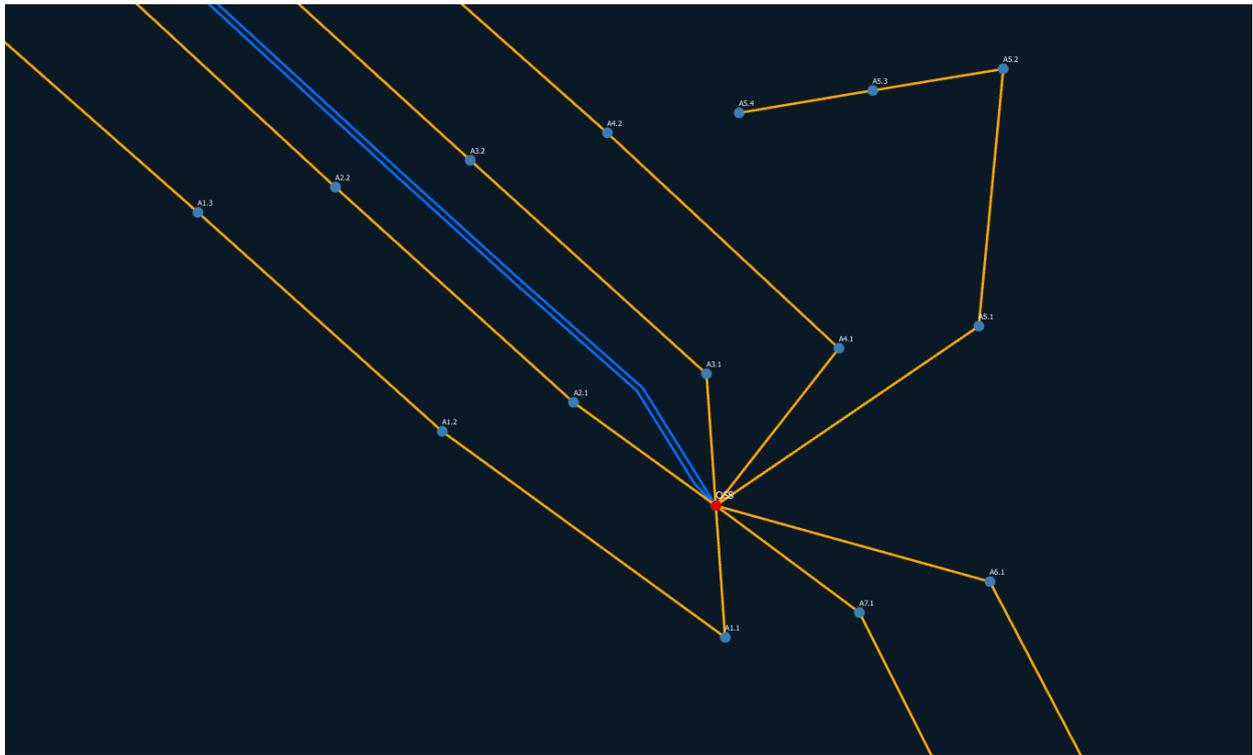


Figura 2.3 Dettaglio dei cavi 220 KV sottomarini in partenza dalla OSS (linee blu)

La scelta della traiettoria del corridoio si è basata sulla valutazione delle aree di rilevanza ambientale per limitarne quanto più possibile eventuali interferenze.

L'approccio alla costa sarà caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di circa 1.2 km, fino a 1 km dalla costa, raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10 m fino alla buca giunti.

La buca giunti sarà ubicata nel comune di Brindisi e avrà dimensioni di circa 4 x 25 m.

La Stazione di Sezionamento verrà posizionata a circa 3.5 km dalla buca giunti, dopo un percorso del cavidotto onshore su strade esistenti, e da qua partirà il cavidotto diretto verso la Sottostazione Elettrica di Utenza, anch'essa ubicata nel comune di Brindisi.

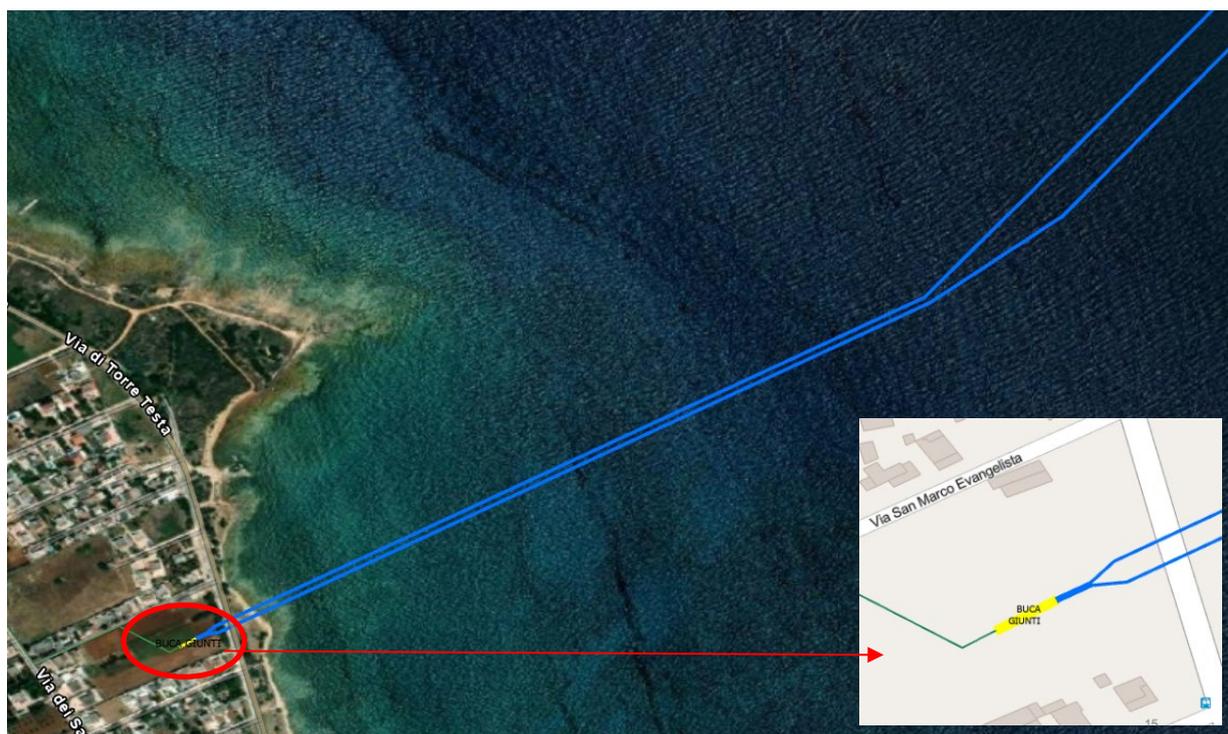


Figura 2.4 Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e della buca giunti

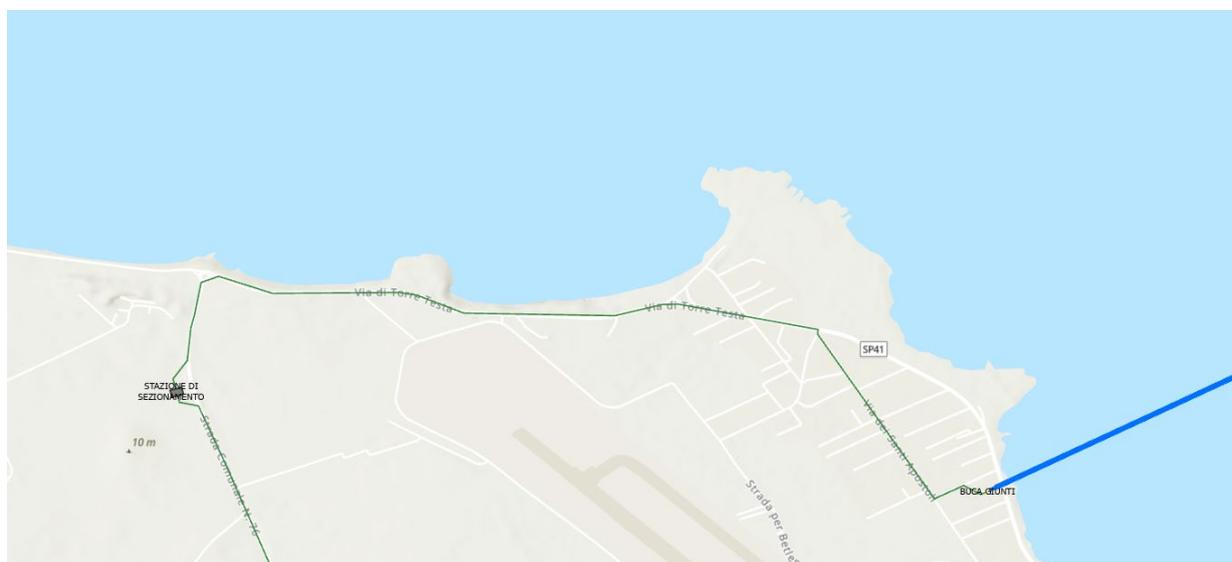


Figura 2.5 Dettaglio della vista del cavidotto dalla buca giunti alla Stazione di Sezionamento

Il collegamento alla Sottostazione Elettrica di Utenza avverrà tramite cavidotto interrato, che avrà la funzione di connessione alla RTN (Rete Elettrica Nazionale). Il cavidotto interrato avrà una lunghezza di circa 10 km dalla Stazione di Sezionamento fino alla Sottostazione Elettrica di Utenza e si svilupperà lungo strade esistenti (pubbliche e private). La quasi totalità del cavidotto verrà posato al di sotto della viabilità esistente.

Allo stato attuale, la Sottostazione Elettrica di Utenza verrà ubicata in un'area a nord-ovest della SE RTN Terna di Brindisi e avrà dimensioni indicative pari a 50 X 60 m.

La Sottostazione Elettrica di Utenza sarà ubicata nel comune di Brindisi, come indicato in Tabella 2.3. La posizione della Sottostazione Elettrica di Utenza rispetto alla SE RTN Terna è presente in Figura 2.6.

Tabella 2.3 Dettaglio Sottostazione Elettrica di Utenza (SE)

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Brindisi	(BR)	107	317

Il punto finale di connessione, in prima analisi, si ipotizza essere la Sottostazione Terna 380 kV "Brindisi".

Nella Sottostazione Elettrica di Utenza avverrà l'innalzamento del livello di tensione da 220 kV a 380 kV tramite autotrasformatori. L'area ospitante dovrà avere dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli, degli edifici contenenti il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.



Figura 2.6 Vista della Sottostazione Elettrica di Utenza lato connessione

2.2 CONTESTO ENERGETICO

La rete di trasmissione elettrica vicino a Brindisi ha una densità di linee sufficiente e presenta diversi nodi per la connessione alla RTN.

Ci sono due centrali termoelettriche principali in questa zona:

- ✓ Centrale EDIPOWER Brindisi Nord: questa infrastruttura è alimentata a carbone o olio combustibile (HFO), con una capacità di 640 MW. È gestita da EDI Power Italia, e attualmente non è in funzione in quanto è in corso un progetto di riconversione per un processo di produzione meno inquinante.
- ✓ Centrale termoelettrica Federico II: questa centrale si trova a nord di Brindisi, vicino a Cerano, ed è la più grande centrale a carbone in Italia, con 4 gruppi da 660 MW ciascuno. Gestita da ENEL dal 1991, è attualmente parzialmente operativa mentre l'azienda sta promuovendo il processo di autorizzazione per la conversione del sito in una centrale a gas ad alta efficienza. La chiusura completa della centrale a carbone di Brindisi è prevista entro il 2025.

Ci sono tre nodi di connessione AAT che forniscono capacità di immissione di energia nella RTN per entrambe le centrali e si prevede che abbiano abbastanza capacità per consentire la connessione di un'eventuale OWF, considerando la riconversione della centrale a carbone:

- ✓ Sottostazione Brindisi Nord 380 kV, alla quale è collegata la centrale EDIPOWER. Questa stazione si trova vicino al porto di Brindisi, con una distanza dalla costa di meno di 1 km.
- ✓ Sottostazione Brindisi Pignicelle 380 kV/220 kV: collega le sottostazioni di Brindisi Nord e Brindisi Sud per mezzo di diverse linee a 220 kV e 380 kV come presentato in Figura 2.7. Alcuni lavori di miglioramento sono stati eseguiti in questa sottostazione nel 2011, al fine di garantirne una migliore affidabilità. Si trova a circa 10,4 km dalla costa.
- ✓ Sottostazione Brindisi Sud 380 kV: questa sottostazione si collega alla stazione di trasformazione proveniente dalla Federico II, a sud di Brindisi. Questa sottostazione è stata ampliata nel 2012. La distanza di questo SSE dalla costa è di circa 14,5 km.

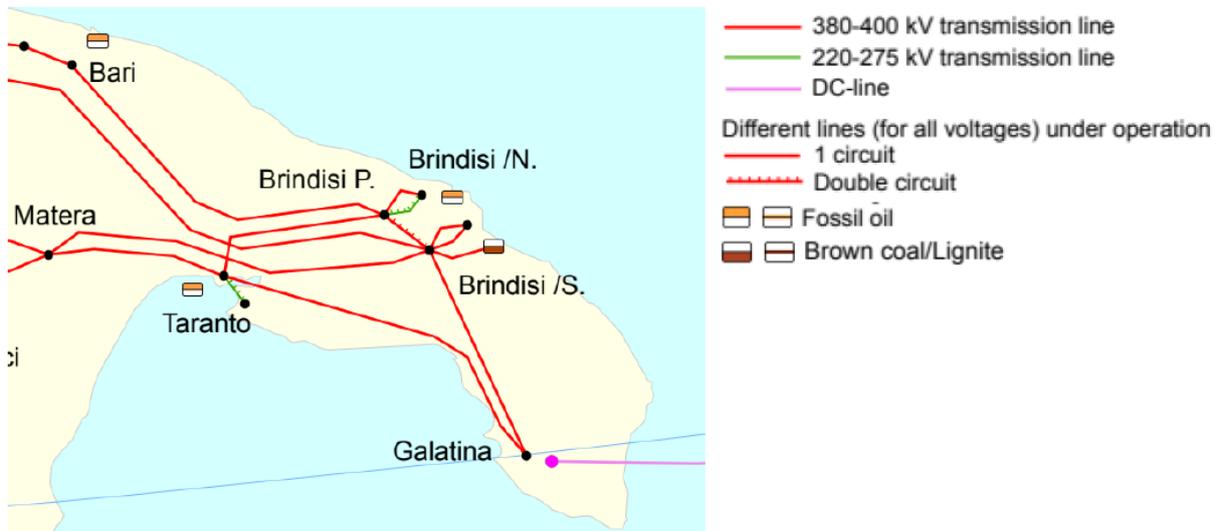


Figura 2.7 Schema delle linee in AAT della Puglia

Tenendo conto della notevole crescita della produzione distribuita da fonti rinnovabili registrata negli ultimi anni nell'area di Brindisi (che ha dato luogo ad un aumento dei flussi di energia dalle reti MT/BT alla rete AT), nonché dell'ulteriore aumento della capacità installata prevista nel medio termine, alcune linee a 150 kV sono soggette a una progressiva saturazione della capacità di trasporto.

Al fine di ridurre il rischio di congestione sulla porzione di rete 150 kV a sud di Brindisi, secondo la pianificazione Terna 2020, la linea 150 kV Mesagne - Brindisi Pignicelle sarà potenziata nel primo tratto in uscita Mesagne CP e collegata alla nuova sezione a 150 kV della stazione 380/150 kV Brindisi Sud.

La parte rimanente della linea 150 kV all'ingresso di Brindisi Pignicelle potrà essere dismessa, rendendo così possibile sfruttare lo spazio reso disponibile nella SE per la connessione di nuovi impianti da fonti rinnovabili.

Quindi, dal punto di vista della connettività alla rete elettrica, questa località è ottimale, in quanto presenta numerosi nodi di connessione, esistenti e programmati per una futura costruzione, e una rete con una buona capacità che sta attraversando un periodo di transizione che prevede la chiusura progressiva delle centrali a carbone e la loro sostituzione con energie rinnovabili o con quelle a minore impatto ambientale.

Attualmente la Sottostazione Elettrica Terna a 380 kV più vicina al punto di approdo sulla costa dell'impianto è quella di Brindisi.

2.3 IL PIANO DI SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA

L'Unione Europea ha definito i propri obiettivi in materia di energia e clima per il periodo 2021-2030 con il pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" - noto come Winter package o Clean energy package. Il pacchetto, adottato tra la fine dell'anno 2018 e l'inizio del 2019, fa seguito agli impegni assunti con l'Accordo di Parigi e comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica.

La neutralità climatica al 2050 e la riduzione delle emissioni al 2030 del 55% ha costituito peraltro, anche il target di riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde contenuti nei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR), figurandone tra i principi fondamentali base enunciati dalla Commissione UE nella Strategia Annuale della Crescita Sostenibile (SNCS 2021).

La costruzione di questi impianti, quindi, permetterebbe di garantire un surplus di produzione elettrica da fonte rinnovabile, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) e del PNRR nell'ambito della de-carbonizzazione, crescita delle energie rinnovabili ed efficienza energetica.

3 DETTAGLIO DELLE AREE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE/CONCESSIONE

Nel presente Capitolo ciascun vertice dei punti costituenti la richiesta di Concessione Demaniale Marittima, come individuati nel Doc. Modello Domanda D1 e rappresentati nel Doc. Elaborato Grafico A0, è stato indicato in coordinate Gauss – Boaga e con sistema geodetico WGS 84 (vedere Figura 3.1 - immagine estrapolata dal Doc. Relazione Tecnica), in dettaglio:

- ✓ N. 2 cavidotti identificati nella loro interezza dalla sigla OR (opera da realizzare) ed il numero distintivo 1 e 2, ma composti, ciascuno, da più vertici di “discontinuità” tutti univocamente individuati da coordinate Gauss – Boaga e da sistema geodetico WGS 84. I Cavidotti, data la particolarità di opere immerse, rappresentano una “fattispecie interrata/immersa” con l’ulteriore assegnazione della sigla CE e la numerazione 1 e 2 (da **CE001** a **CE002**);
- ✓ Le Opere da Realizzare – da OR004 a OR031 – identificano gli Aerogeneratori posizionati sullo Specchio d’Acqua, ricadenti oltre il limite delle acque territoriali, e racchiuse in un perimetro avente consistenza complessiva di mq. 80.967.833,27 ricadente, anch’esso, oltre il limite delle acque territoriali;
- ✓ L’ Opera da Realizzare – OR003 – identifica una stazione offshore flottante, identificata sull’Elaborato Grafico dalla sigla OSS A, la cui dimensione è m. 80 x 80 e posizionate sullo Specchio d’Acqua all’interno del predetto perimetro;
- ✓ Lo Specchio d’Acqua **SP001**, posizionato oltre il limite delle acque territoriali, nella sua consistenza complessiva di mq. 80.967.833,27, include gli Aerogeneratori (da OR004 a OR031), la stazione offshore flottante (OR003) e porzione dei cavidotti di collegamento dalle predetta stazione offshore flottante al punto di approdo sulla zona demaniale.

CONCESSIONE DEMANIALE FRED.OLSEN RENEWABLES ITALY S.R.L. – PARCO SEAWIND BRINDISI							
Id Punto	Tipologia	Gauss Boaga	Coordinata Nord	Coordinata Est	WGS84	Longitudine	Latitudine
1	CE001	GB	4506571,623	2768986,568	WGS84	17,9457	40,6725
2	CE001	GB	4506585,428	2769007,466	WGS84	17,9460	40,6726
3	CE001	GB	4507079,729	2769755,77	WGS84	17,9550	40,6768
4	CE001	GB	4512119,078	2773289,588	WGS84	17,9988	40,7211
5	CE001	GB	4513342,863	2776470,415	WGS84	18,0369	40,7311
6	CE001	GB	4512244,901	2778795,683	WGS84	18,0640	40,7205
7	CE001	GB	4511190,126	2798401,922	WGS84	18,2953	40,7046
8	CE001	GB	4511164,556	2798889,353	WGS84	18,3010	40,7042
9	CE001	GB	4504373,083	2804818,518	WGS84	18,3680	40,6411
10	CE001	GB	4501777,847	2810375,153	WGS84	18,4324	40,6158
11	CE001	GB	4499857,132	2812034,81	WGS84	18,4511	40,5980
12	CE001	GB	4497863,502	2813817,563	WGS84	18,4712	40,5794
13	CE001	GB	4496873,723	2814714,863	WGS84	18,4813	40,5702
14	CE001	GB	4495880,453	2815639,186	WGS84	18,4918	40,5609
15	CE001	GB	4494773,758	2816214,231	WGS84	18,4980	40,5508

CONCESSIONE DEMANIALE FRED.OLSEN RENEWABLES ITALY S.R.L. – PARCO SEAWIND BRINDISI							
Id Punto	Tipologia	Gauss Boaga	Coordinata Nord	Coordinata Est	WGS84	Longitudine	Latitudine
15	CE002	GB	4494773,758	2816214,231	WGS84	18,4980	40,5508
16	CE002	GB	4506561,666	2768989,644	WGS84	17,9458	40,6724
17	CE002	GB	4506577,687	2769013,898	WGS84	17,9461	40,6725
18	CE002	GB	4507072,402	2769762,828	WGS84	17,9551	40,6767
19	CE002	GB	4507206,456	2769907,975	WGS84	17,9569	40,6779
20	CE002	GB	4512077,874	2773321,793	WGS84	17,9992	40,7207
21	CE002	GB	4513288,495	2776468,406	WGS84	18,0369	40,7306
22	CE002	GB	4512195,479	2778783,197	WGS84	18,0638	40,7200
23	CE002	GB	4511137,622	2798447,806	WGS84	18,2958	40,7041
24	CE002	GB	4511115,733	2798865,051	WGS84	18,3007	40,7038
25	CE002	GB	4504332,177	2804787,872	WGS84	18,3676	40,6407
26	CE002	GB	4501737,042	2810344,289	WGS84	18,4320	40,6155
27	CE002	GB	4499824,098	2811997,23	WGS84	18,4506	40,5977
28	CE002	GB	4497830,023	2813780,38	WGS84	18,4708	40,5791
29	CE002	GB	4496840,118	2814677,794	WGS84	18,4809	40,5699
30	CE002	GB	4495851,347	2815597,924	WGS84	18,4913	40,5607
31	CE002	GB	4494974,185	2816053,688	WGS84	18,4962	40,5526
32	SP001	GB	4504435,083	2805935,562	WGS84	18,3812	40,6413
32	SP001	GB	4504435,083	2805935,562	WGS84	18,3812	40,6413
33	SP001	GB	4499385,701	2818924,051	WGS84	18,5322	40,5913
34	SP001	GB	4492917,285	2819190,142	WGS84	18,5322	40,5330
35	SP001	GB	4487799,871	2823806,009	WGS84	18,5842	40,4853
36	SP001	GB	4484932,71	2823872,917	WGS84	18,5836	40,4595
37	SP001	GB	4486423,995	2822676,464	WGS84	18,5702	40,4734
38	SP001	GB	4488084,016	2821164,334	WGS84	18,5532	40,4888
39	SP001	GB	4488623,616	2820651,575	WGS84	18,5474	40,4939
40	SP001	GB	4489284,894	2819972,338	WGS84	18,5397	40,5001
41	SP001	GB	4490223,728	2818914,148	WGS84	18,5277	40,5089
42	SP001	GB	4490675,009	2818463,521	WGS84	18,5226	40,5131
43	SP001	GB	4491424,164	2817866,422	WGS84	18,5159	40,5201
44	SP001	GB	4492794,305	2816603,292	WGS84	18,5017	40,5328
45	SP001	GB	4493791,379	2815607,171	WGS84	18,4904	40,5422

CONCESSIONE DEMANIALE FRED.OLSEN RENEWABLES ITALY S.R.L. – PARCO SEAWIND BRINDISI							
Id Punto	Tipologia	Gauss Boaga	Coordinata Nord	Coordinata Est	WGS84	Longitudine	Latitudine
46	SP001	GB	4494425,907	2814905,806	WGS84	18,4824	40,5481
47	SP001	GB	4494954,141	2814272,156	WGS84	18,4752	40,5531
48	SP001	GB	4495201,207	2813964,804	WGS84	18,4717	40,5554
49	SP001	GB	4495828,888	2813265,418	WGS84	18,4638	40,5613
50	SP001	GB	4496594,253	2812617,943	WGS84	18,4565	40,5684
51	SP001	GB	4497901,576	2811375,576	WGS84	18,4424	40,5806
52	SP001	GB	4498866,406	2810354,962	WGS84	18,4308	40,5897
53	SP001	GB	4500699,331	2808398,882	WGS84	18,4086	40,6068
54	SP001	GB	4501273,919	2807753,627	WGS84	18,4012	40,6122
55	SP001	GB	4502126,111	2806960,732	WGS84	18,3923	40,6202
56	SP001	GB	4503779,337	2805508,959	WGS84	18,3759	40,6355

Figura 3.1 Vertici di “discontinuità” individuati da coordinate Gauss – Boaga e sistema geodetico WGS 84 (rif. a Doc. Relazione Tecnica)

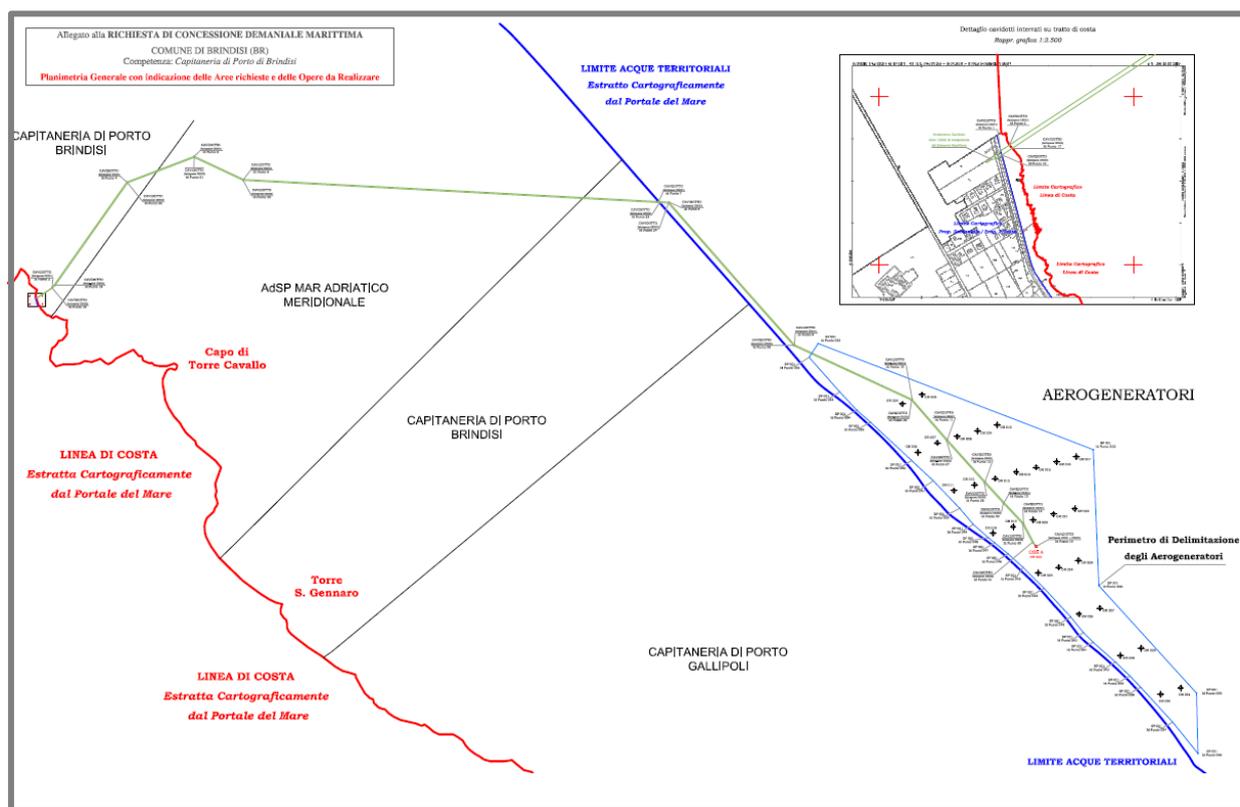


Figura 3.2 Estratto dell’Elaborato Grafico con limite delle acque territoriali (linea blu)

4 ELEMENTI COSTITUTIVI DEL PROGETTO

4.1 ELEMENTI OFFSHORE

4.1.1 Aerogeneratori

4.1.1.1 Tipologia di Aerogeneratori

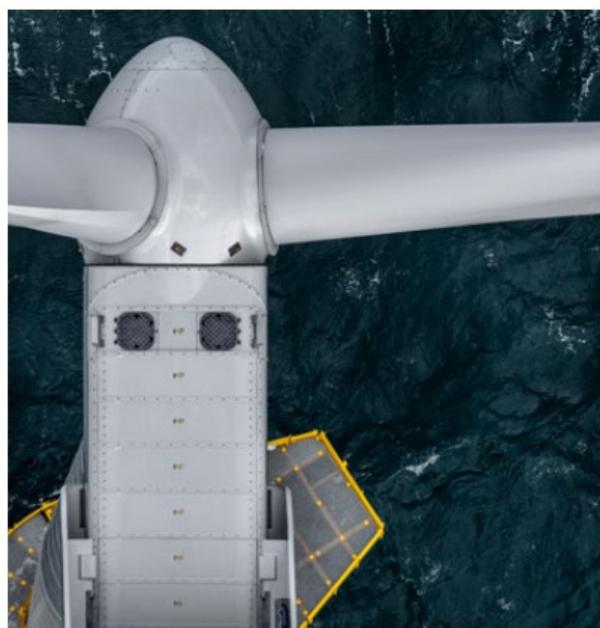
La tecnologia utilizzata sarà quella detta delle turbine eoliche galleggianti. Detta tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali potenzialmente trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in luoghi particolarmente sfavorevoli che altrimenti sarebbero inutilizzabili a causa della profondità di fondale.

Le WTG (Wind Turbine Generator) considerate in questa fase preliminare di progettazione hanno le seguenti caratteristiche tecniche:

- ✓ Potenza nominale aerogeneratore: 19 MW;
- ✓ Tensione di connessione: 66 kV;
- ✓ Tipologia: Full Scale Converter.



Figura 4.1 Esempio di aerogeneratore



La tipologia indicata sfrutta converter di potenza posti elettricamente in serie a ciascuna delle fasi del generatore. La presenza dei converter conferisce alle turbine una maggiore capacità di generazione di energia reattiva, sia in sovra che in sottoalimentazione anche in assenza di vento. Tale caratteristica, opportunamente coordinata dal sistema di controllo dell'intero complesso delle macchine, è di ausilio nella rispondenza alle richieste di cui all'Allegato A17 del Codice di Rete.

La Figura 4.2 di seguito riportata mostra una struttura di una torre eolica con vista frontale, laterale e dall'alto.

Le dimensioni, in particolare per la Hub Height (altezza dalla base della torre al mozzo del rotore) per questa tipologia di taglia di WTG è site specific e da studiare successivamente in maniera approfondita con il costruttore della macchina.

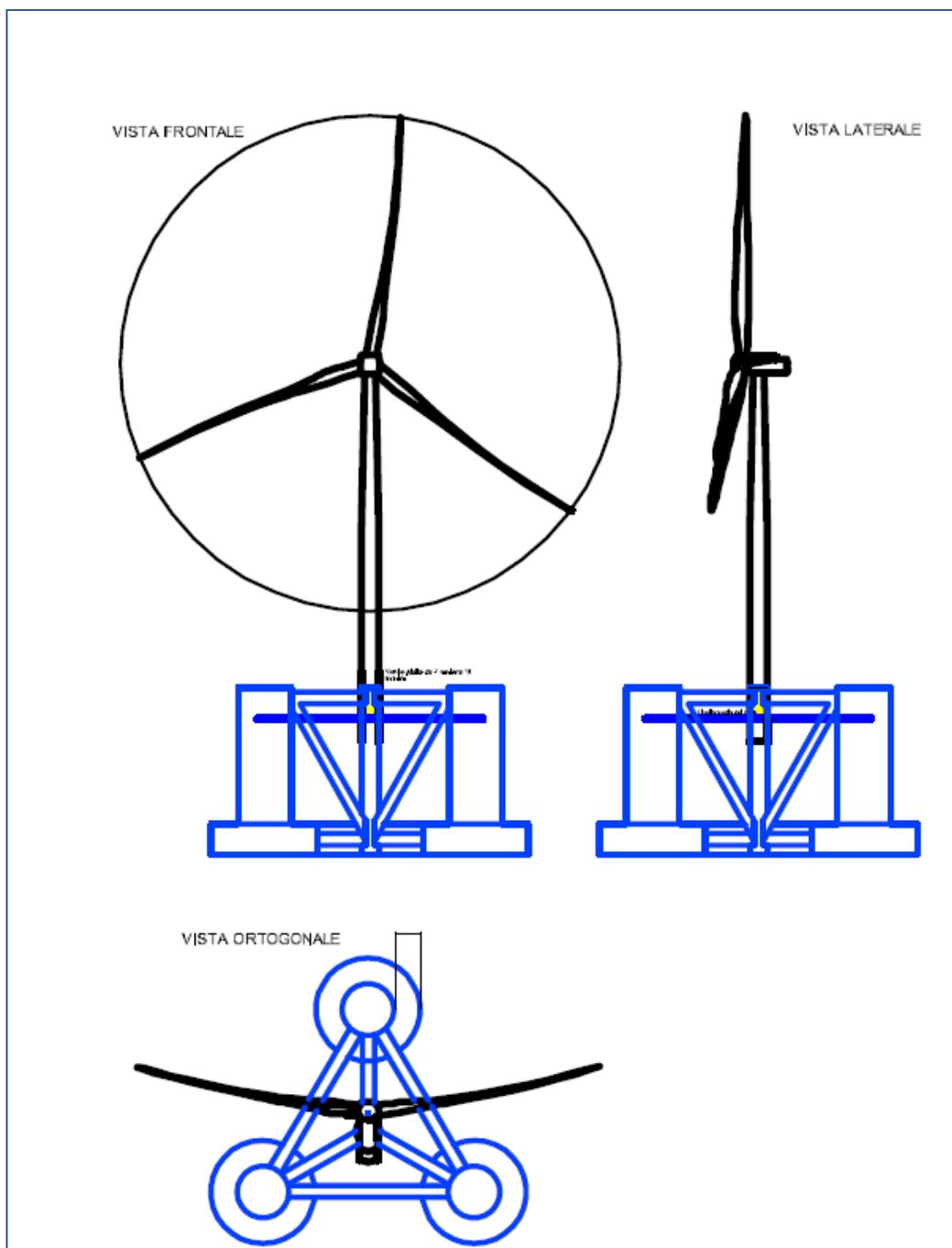


Figura 4.2 Esempio di struttura della torre eolica

La fondazione galleggiante ed il sistema di ancoraggio vengono descritte nei paragrafi successivi.

4.1.1.2 Fondazione Galleggiante

In linea di principio la scelta fra l'installazione di una struttura fissa e di una struttura galleggiante dipende dalla profondità dell'acqua al sito di interesse. Come linea guida generale, per profondità superiori ai 50-60 m si prediligono le strutture galleggianti.

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

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

Sono presenti varie tipologie di strutture per il supporto delle turbine eoliche e di soluzioni per il mantenimento delle stesse in posizione basate sulle conoscenze sviluppate nell'ambito dei progetti offshore per l'estrazione di prodotti petroliferi.

Tuttavia è bene sottolineare che, nonostante le similitudini in termini di tipologia del galleggiante, la struttura stessa, così come le necessità delle turbine eoliche, sono differenti rispetto alle installazioni per l'estrazione e la raffinazione di prodotti petroliferi.

Infatti, mentre in campo petrolifero si ha necessità di poche e grandi strutture, in campo eolico è necessario avere strutture più piccole, ma in quantità significativamente maggiori. Questo ha un impatto significativo in termini di progettazione, costruzione, installazione ed operabilità delle strutture.

Nella Figura 4.3 seguente si riportano le soluzioni concettuali principalmente applicate per i vari parchi eolici nel mondo. Va comunque evidenziato che è pratica comune sviluppare una progettazione ad hoc per la struttura galleggiante in base alle specifiche necessità di progetto ed alle strutture disponibili per costruzione ed installazione al sito.

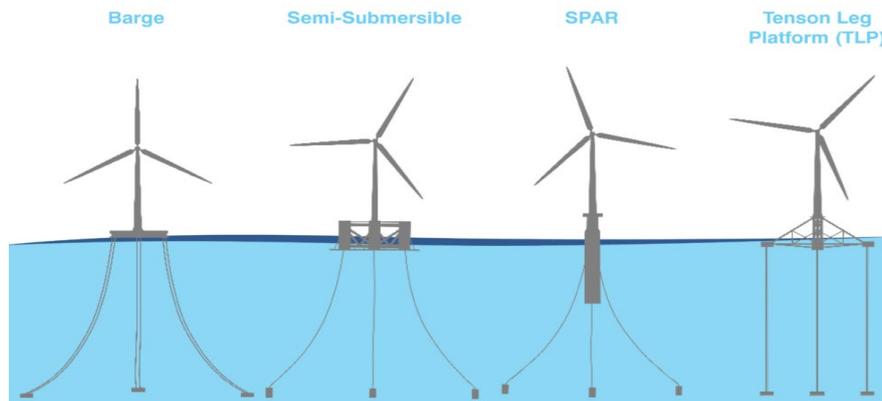


Figura 4.3 Esempi di strutture galleggianti per Parchi Eolici Offshore

In generale, la struttura galleggiante, per poter rimanere in posizione, deve essere ormeggiata tramite linee di ormeggio e fondazioni nel fondale marino.

Per quanto concerne il sistema di ormeggio, le soluzioni attualmente applicate ed applicabili sono le seguenti:

- ✓ Catenaria;
- ✓ Cavo teso inclinato o verticali ("taut mooring").

Il dimensionamento dei sistemi di ormeggio ed ancoraggio per la specifica installazione sarà sviluppato nelle fasi successive del Progetto, a seguito di sondaggi geotecnici e geofisici per identificare le caratteristiche del terreno. Il sistema scelto verrà progettato al fine di minimizzare l'impatto ambientale.

Ad oggi il sistema più utilizzato per gli impianti offshore galleggianti è quello mediante un sistema di catene ed ancore marine (vedi Figura 4.4). Esistono tuttavia, ove reso possibile dalla natura dei fondali, tecniche di ormeggio con elementi tesi (catene o funi) – Taut mooring - con ancore terminali costituite da strutture a suzione (suction bucket), pali ad avvittamento, fondazioni a gravità.

La stabilità del sistema catenario è garantita dal peso stesso della struttura. La catenaria, che è solitamente composta da catena e cavo, collegando il galleggiante con l'ancora, si trova, per la maggior parte, sospesa in acqua. È inoltre presente un tratto appoggiato sul fondale marino che riduce le forze verticali agenti sul sistema di ancoraggio.

Quando la struttura galleggiante è in equilibrio, gran parte della catenaria giace sul fondale del mare mentre la restante parte è sospesa. Quando la struttura si sposta dalla sua posizione di equilibrio, la lunghezza della parte sospesa della linea di ormeggio aumenta, mentre diminuisce la parte appoggiata sul fondo. Questa variazione della

geometria origina una forza di ripristino, dovuta al peso della catenaria, che riporta il sistema in posizione di equilibrio.

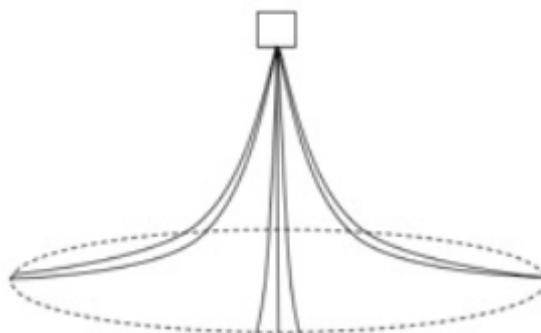


Figura 4.4 Sistema di Ormeggio con catenaria

Altri sistemi di ancoraggio alternativi possono essere quello ad elementi tesi "Taut Mooring" oppure "Tension Leg". Per quanto concerne il sistema di ormeggio con cavi tesi inclinati o verticali (vedi Figura 4.5), la struttura galleggiante viene connessa al sistema di ancoraggio, posizionato sul fondale marino, tramite linee di ormeggio in tensione. La stabilità del sistema è fornita dalle forze di tensione agenti nelle linee di ormeggio.

Il sistema di ormeggio con cavi tesi prevede la necessità di un pretensionamento delle linee. Il valore della pretensione deve essere tale da tenere le linee dritte e fornire al contempo la forza di ripristino necessaria per far tornare il sistema nella sua posizione di equilibrio, qualora sia sottoposto ad una perturbazione.

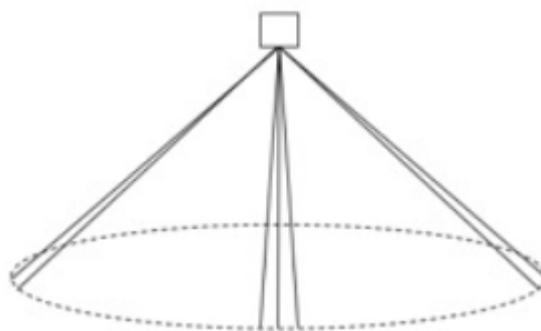


Figura 4.5 Sistema di Ormeggio a elementi tesi

4.1.1.3 Sistemi di Ancoraggio

La posizione in mare degli aerogeneratori sarà mantenuta grazie a sistemi di ancoraggio che hanno come obiettivo principale, oltre a quello di garantire la sicurezza marittima, quello di minimizzare, rendendolo il più possibile trascurabile, l'impatto ambientale sui fondali.

Nell'industria offshore esistono svariate soluzioni di ancoraggio per natanti o strutture galleggianti. Nel caso delle strutture galleggianti di supporto per l'installazione di turbine eoliche, l'individuazione del sistema più idoneo è subordinata ad una serie di condizioni specifiche, come ad esempio, le dimensioni della turbina, la tipologia di supporto flottante, la soluzione di ormeggio, nonché le caratteristiche geotecniche, geomorfologiche e ambientali del sito specifico. Tra queste caratteristiche vi sono ad esempio la profondità del fondale marino, le caratteristiche meccaniche dei depositi geologici in corrispondenza dei punti di ancoraggio, nonché l'eventuale presenza di determinati aspetti di sensibilità ambientale (e.g. morfologia del fondale, presenza di colonie di mammiferi marini nella zona in esame). Campagne di indagini geofisiche e geotecniche, atte all'identificazione delle tipologie e della natura dei fondali, e analisi ambientali, si rendono dunque necessarie per la scelta delle tecniche di ormeggio e ancoraggio più opportune sia da un punto di vista strutturale che ambientale.

Le principali soluzioni di ancoraggio comunemente impiegate per turbine eoliche flottanti sono:

- ✓ Ancore a Gravità (Deadweight or Gravity Anchors);
- ✓ Pali: Suction Piles (i.e. pali di grande diametro chiusi in testa e installati tramite applicazione di depressione interna), Pali Infissi (Driven Pile Anchors), Pali Gettati in Opera (Drilled and Grouted Anchors), Pali Elicoidali (Helical Pile Anchors);
- ✓ Ancore a Trascinamento (Drag Embedded Anchors);
- ✓ Ancore a Piastra (Plate Anchors or Vertical Load Anchors).

Come anticipato, la scelta dell'ancoraggio dipenderà anche dalla tipologia e dalla configurazione di ormeggio selezionate. Nel caso di configurazione di ormeggio con catenaria vengono spesso scelte ancore installate mediante trascinamento, in grado di gestire il carico orizzontale, ma in generale qualsiasi tipologia di ancora può essere adattata a questa tipologia di ormeggio. Nel caso di ormeggi di tipo 'taut' vengono tipicamente impiegati pali infissi, suction piles o ancore a gravità, per garantire una sufficiente resistenza a sfilamento necessaria a contrastare la componente verticale del carico, tipicamente non trascurabile per questa tipologia di ormeggio. Gli ormeggi di tipo 'taut' possono essere o obliqui o verticali, in quest'ultimo caso si parla di ormeggi 'tension leg'.

Esistono poi ormeggi di tipo 'semi-taut' che presentano pertanto caratteristiche comuni ad entrambe le tipologie di ormeggio sopra descritte. Nei sistemi 'semi-taut', le linee di ancoraggio hanno tipicamente una configurazione a catenaria in condizioni operative, mentre in situazioni di carico straordinario queste possono subire 'uplift', modificando pertanto le condizioni di carico sull'ancora.

In conclusione, la scelta della migliore soluzione di ancoraggio risulta specifica del Progetto e del sito preso in esame, dettata sia da scelte tecniche/progettuali, da eventuali vincoli ambientali e dalle condizioni dei terreni di fondazione, riscontrabili solo in seguito a specifiche indagini geofisiche, geotecniche e ambientali dell'area in esame.

4.1.2 Sottostazione elettrica offshore galleggianti

La sottostazione elettrica offshore galleggiante, la cui posizione è indicata preliminarmente in Tabella 2.2, è stata localizzata all'interno del perimetro del parco eolico. In detta stazione avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 kV a 220 kV. L'area ospitante dovrà avere dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei trasformatori, degli stalli a 66 kV, del sistema di protezione comando e controllo, di quello di alimentazione ai servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Le configurazioni delle fondazioni previste per la OSS sono simili a quelle utilizzate per le turbine eoliche, ad esempio semi-sommergibili, piattaforme a gambe di tensione (TLP), ecc.

Le basi flottanti saranno ormeggiate al fondale con catene, cavi d'acciaio o funi in fibra collegati alle ancore o altre tipologie di sostegni solidali al fondale.

I diversi tipi di ancoraggio saranno dimensionati e progettati a seconda delle condizioni del fondale e dei carichi ambientali previsti.

In Figura 4.6 sono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse di ancoraggio per il tipo di applicazione.

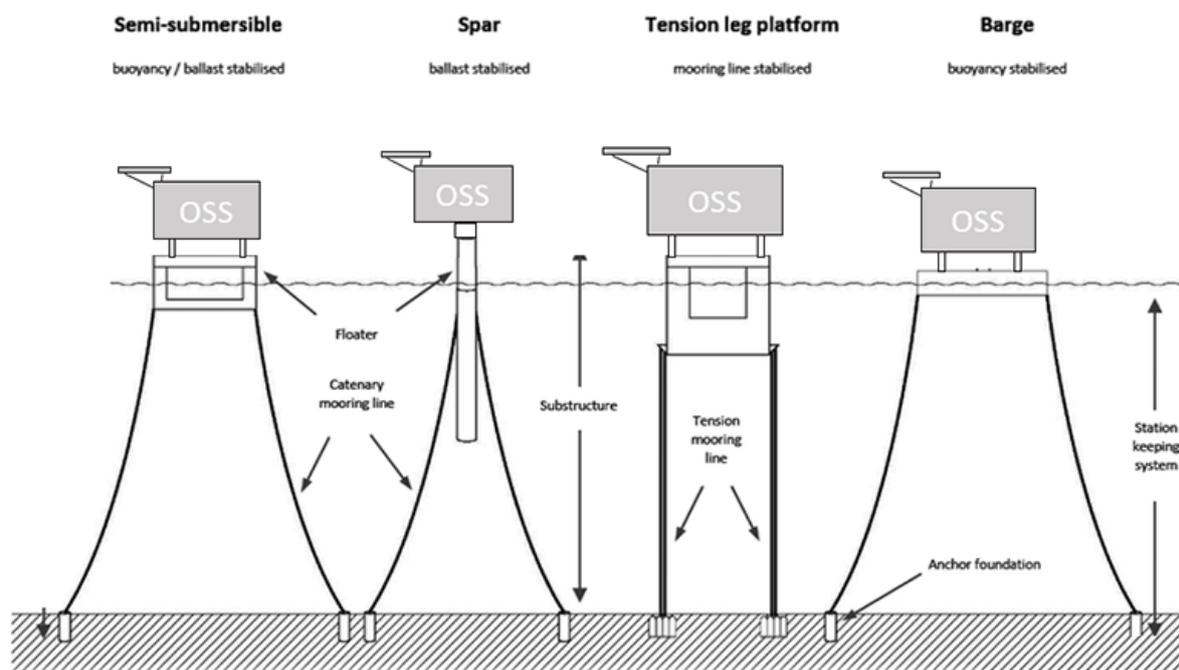


Figura 4.6 Standard di ancoraggio sottomarino

I cavi di export in alta tensione a 220 kV, tra la sottostazione offshore e il punto di approdo, saranno cavi dinamici, almeno fino al punto di contatto con il fondale, dopodiché potranno continuare in configurazione statica.

Ogni turbina di fine stringa per ciascuna stringa sarà collegata alla OSS attraverso un cavo sottomarino a 66 kV. Le 7 linee a 66 kV in ingresso alle OSS saranno suddivise su due sistemi GIS sulla sottostazione elettrica galleggiante offshore.

I sistemi GIS a 66 kV andranno a collegare in parallelo le stringhe e da questi partiranno le linee che porteranno l'energia ai trasformatori elevatori, con rapporto di trasformazione 66 kV / 220 kV.

La tensione in uscita dalle turbine sarà infatti innalzata tramite gli equipaggiamenti previsti a bordo della OSS, ovvero apparati di protezione e trasformatori elevatori di taglia adeguata (rif. Doc. n. P0033598-1-M1 - Schema a blocchi del sistema elettrico di impianto).

4.1.3 Cavi elettrici di collegamento

In accordo allo schema a blocchi del sistema elettrico di impianto preliminare del Progetto, Doc. n. P0033598-1-M1- Schema a blocchi del sistema elettrico di impianto, l'impianto sarà suddiviso in 7 stringhe composte da 4 aerogeneratori ciascuna per una potenza complessiva di stringa di 76 MW.

Il modello dell'aerogeneratore, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, sarà definito nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato.

La capacità massima richiesta in connessione a Terna è pari a 532 MW e il sistema dovrà operare con il limite massimo richiesto da Terna.

Dalle turbine di fine stringa è prevista la partenza del cavo di trasmissione sottomarino a 66 kV diretto verso la OSS, per un totale di 7 terne (cavi tripolari).

Dalla OSS è poi prevista la partenza dei cavi di trasmissione sottomarini a 220 kV diretti verso il punto di collegamento a terra, per un totale di 2 terne di cavi.

In prossimità del punto di approdo a terra i cavi sottomarini saranno giuntati con omologhi terrestri, che sono meno costosi. Questi ultimi veicheranno l'energia prodotta sino alla Stazione di Sezionamento, posta a circa 3.5 km dalla buca giunti.

Successivamente sarà prevista una linea a 220 kV, ipotizzata preliminarmente interrata, che trasporterà l'energia alla Sottostazione Elettrica di Utenza in prossimità del nodo a 380 kV di Terna S.p.A. dove è prevista l'elevazione di tensione 220/380 kV tramite autotrasformatori e infine il punto di consegna verso la RTN.

4.1.3.1 Caratteristiche del cavo sottomarino a 66 kV

Le linee elettriche AT di connessione delle turbine e di connessione tra le turbine di fine stringa e la OSS a 66 kV, saranno costituite da cavi tripolari armati, in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica inglobata all'interno dell'armatura del conduttore.

Allo stato di progetto attuale sono previste linee marine in cavo a 66 kV, con anima in alluminio, e isolamento in EPR.

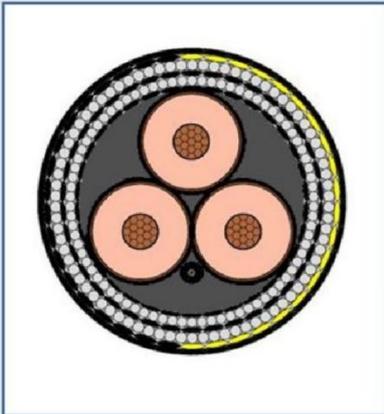
	Conduttore	Conduttori in rame o alluminio
	Schermatura condut.	Composto semi-conduttivo estruso
	Isolante	EPR
	Schermatura isolante	Composto semi-conduttivo estruso
	Schermatura	Nastro in rame su ogni singola fase
	Fibra ottica	Fino a 3 unità
	Posa	Tre nuclei posati con riempitivi estrusi
	Armatura rivestimento	Filato in polipropilene
	Armatura	Doppio strato di fili di acciaio galvanizzato, impregnato con bitume
	Protezione esterna	Filato in polipropilene con colorazione personalizzabile

Figura 4.7 Esempio di cavo di collegamento a 66 kV e tipico di sezione

4.1.3.2 Caratteristiche del cavo sottomarino a 220 kV

Le linee elettriche di connessione tra la sottostazione elettrica offshore e il punto di collegamento a terra saranno costituite da cavi tripolari armati a 220 kV, in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica inglobata all'interno dell'armatura del conduttore.

Allo stato di progetto attuale, sono previste due linee marine tripolari a 220 kV in partenza dalla OSS con anima in alluminio e isolamento in EPR.

4.1.3.3 Percorso dei cavi sottomarini di collegamento tra la sottostazione elettrica offshore e il punto di giunzione

La lunghezza del tragitto ipotizzato dei cavi sottomarini dalla OSS fino al punto di approdo è di circa 55 km e attraversa le diverse batimetrie presenti fino al punto di approdo sulla costa. Il fascio di cavi sottomarino sarà composto da 2 cavi tripolari (220 kV) aventi una distanza tra i singoli cavi pari a 50 m. Ne consegue che il corridoio sarà complessivamente di 50 m verso terra, dal punto di convergenza offshore dei cavi provenienti dalla OSS, il quale convergerà a circa 1 km dalla costa alla distanza limite tra i cavi di 10 m (distanza tra le vie create utilizzando il sistema TOC). Il corridoio finale in TOC sarà largo quindi 10 m.

Il tratto terminale del cavo, che giungerà nella buca giunti dove verrà giuntato con il cavo terrestre, sarà realizzato mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Il tratto in TOC avrà una lunghezza massima di circa 1 km.

L'area di giunzione tra i cavi marini e quelli terrestri, dove verrà posizionata la buca giunti, ricoprirà una superficie pari a circa 100 m². I cavi terrestri procederanno tramite cavidotto interrato verso la Stazione di Sezionamento e da qua verso la Sottostazione Elettrica di Utenza, seguendo il tracciato meno impattante.

La Figura 4.8 che segue mostra il percorso ipotetico dei cavi sottomarini dal parco eolico offshore al punto di approdo.

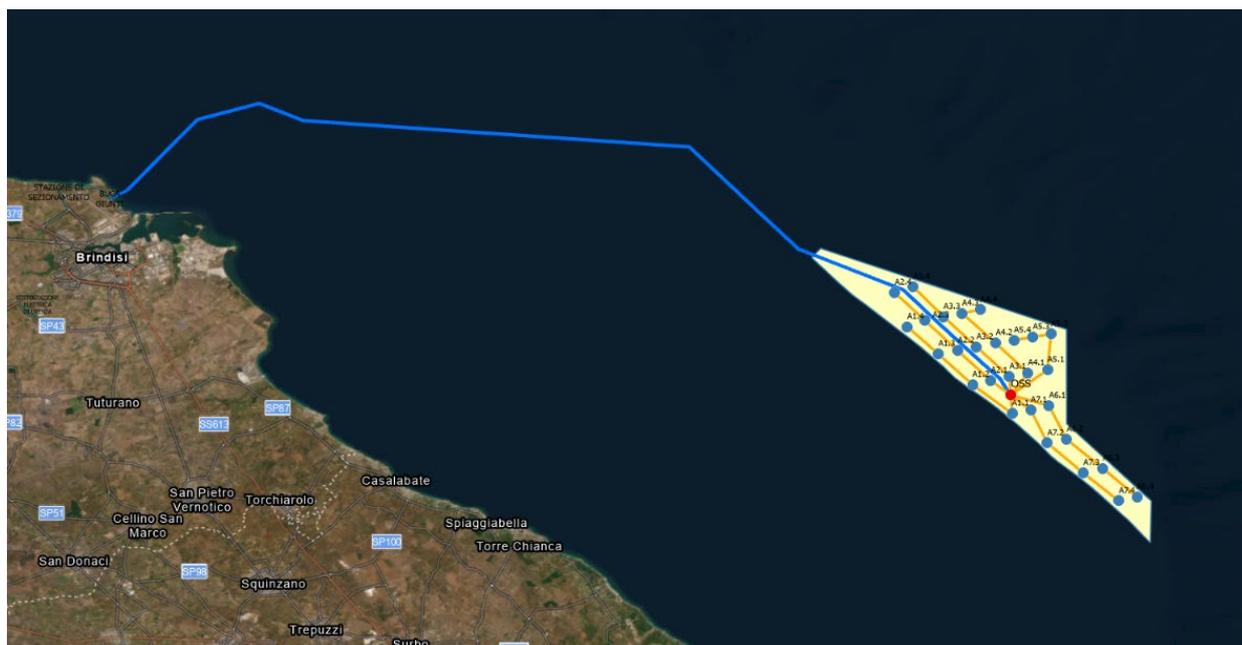


Figura 4.8 Percorso ipotetico del cavidotto sottomarino (linea blu)

4.1.3.4 Protezione dei cavi sottomarini di collegamento tra le sottostazioni e il punto di giunzione

La protezione dei cavi sottomarini, per le sezioni di cavo che attraversano aree che presentano scarse criticità a livello di fondale, ma che possono presentarle al di sotto, potrà essere effettuata tramite posa di ogni linea mediante sistema trenchless (senza scavi di trincee) con protezione esterna, con successiva posa di una protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo (cubicoli in cemento/calcestruzzo).

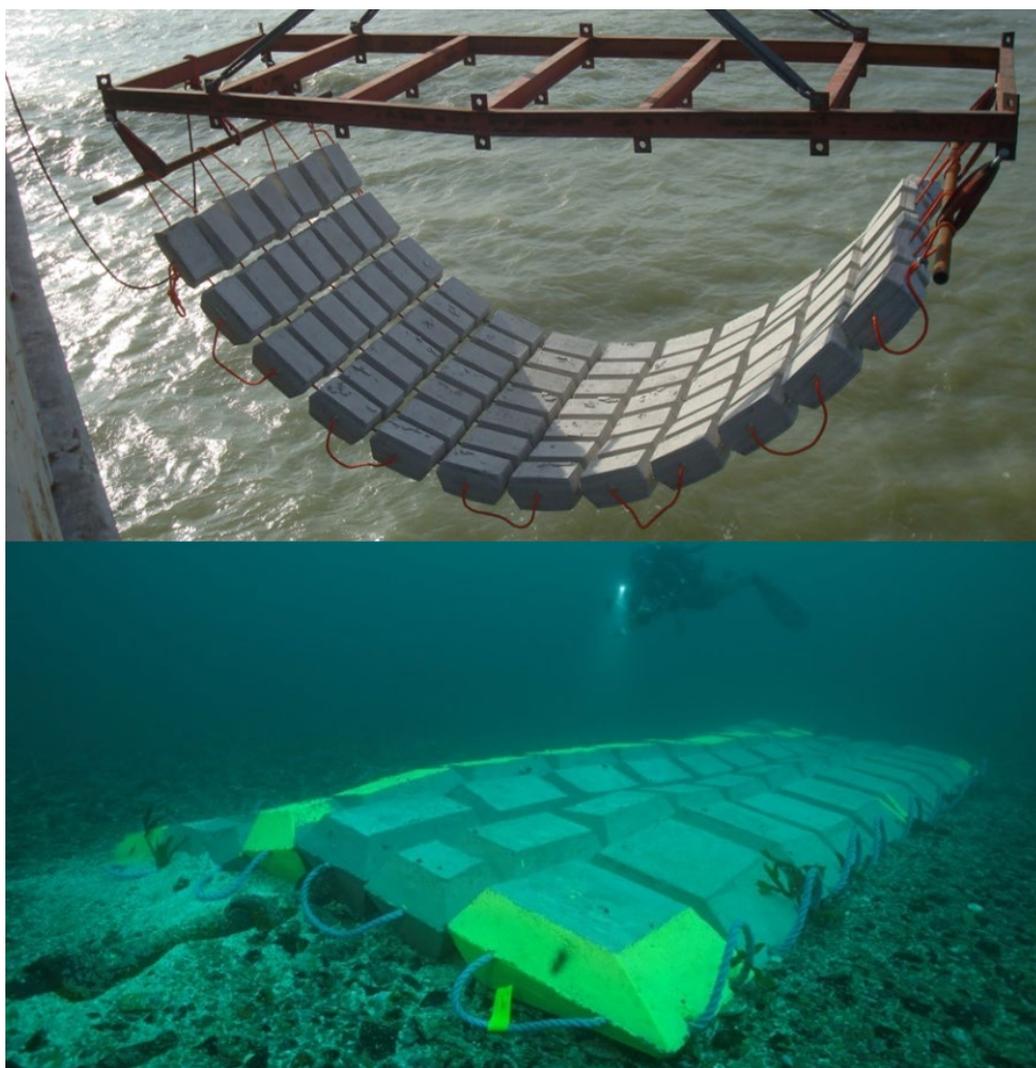


Figura 4.9 Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli

Ove possibile, dove il fondale non presenta elevate criticità di posa o necessità di preservazione dell'ambiente esistente, dovrebbe essere utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del co-trenching. Tale sistema riduce il rischio di interferenza di agenti esterni, come per esempio ancore o reti da pesca, che potrebbero danneggiare i cavi sottomarini o trascinarli via.

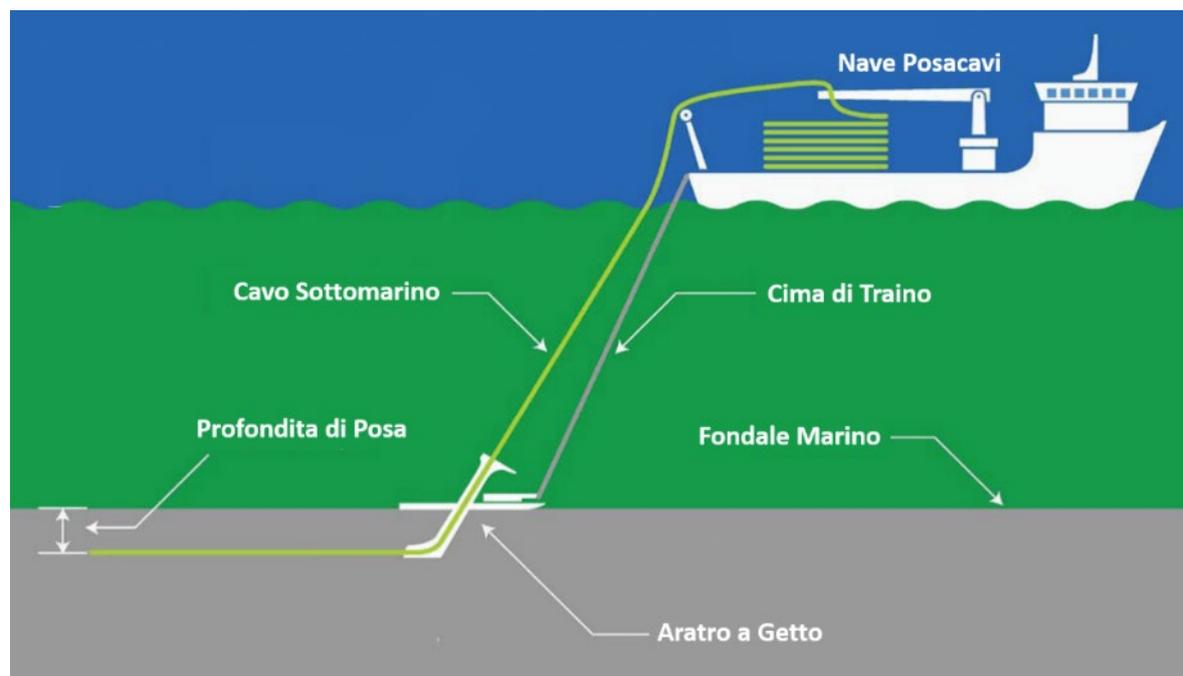


Figura 4.10 Dettaglio del metodo di posa con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo. Questa soluzione è utile quando il cavo deve passare per fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, non consentendo la posa con contatto diretto.



Figura 4.11 Esempio di metodo di posa con gusci di protezione

5 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI GENERALI DI SENSIBILITÀ

5.1 BATIMETRIA

L'area individuata per il Progetto in esame si colloca al largo del litorale Pugliese ad una distanza di circa 23 km dalla linea di costa, nel mar Adriatico, in un'area caratterizzata da profondità che arrivano intorno ai - 120 m, compatibili con il tipo di fondazione scelta in via preliminare.

Nella documentazione a corredo del presente documento è riportata una tavola di inquadramento generale su carta nautica (Doc. No. P0033598-3-M3- Carta Batimetrica) da cui si evincono le profondità del sito di progetto.

Si riporta nella figura seguente un'indicazione della batimetria del sito di progetto ricavata dal ChartViewer della Navionics disponibile sul sito: <https://webapp.navionics.com/>.

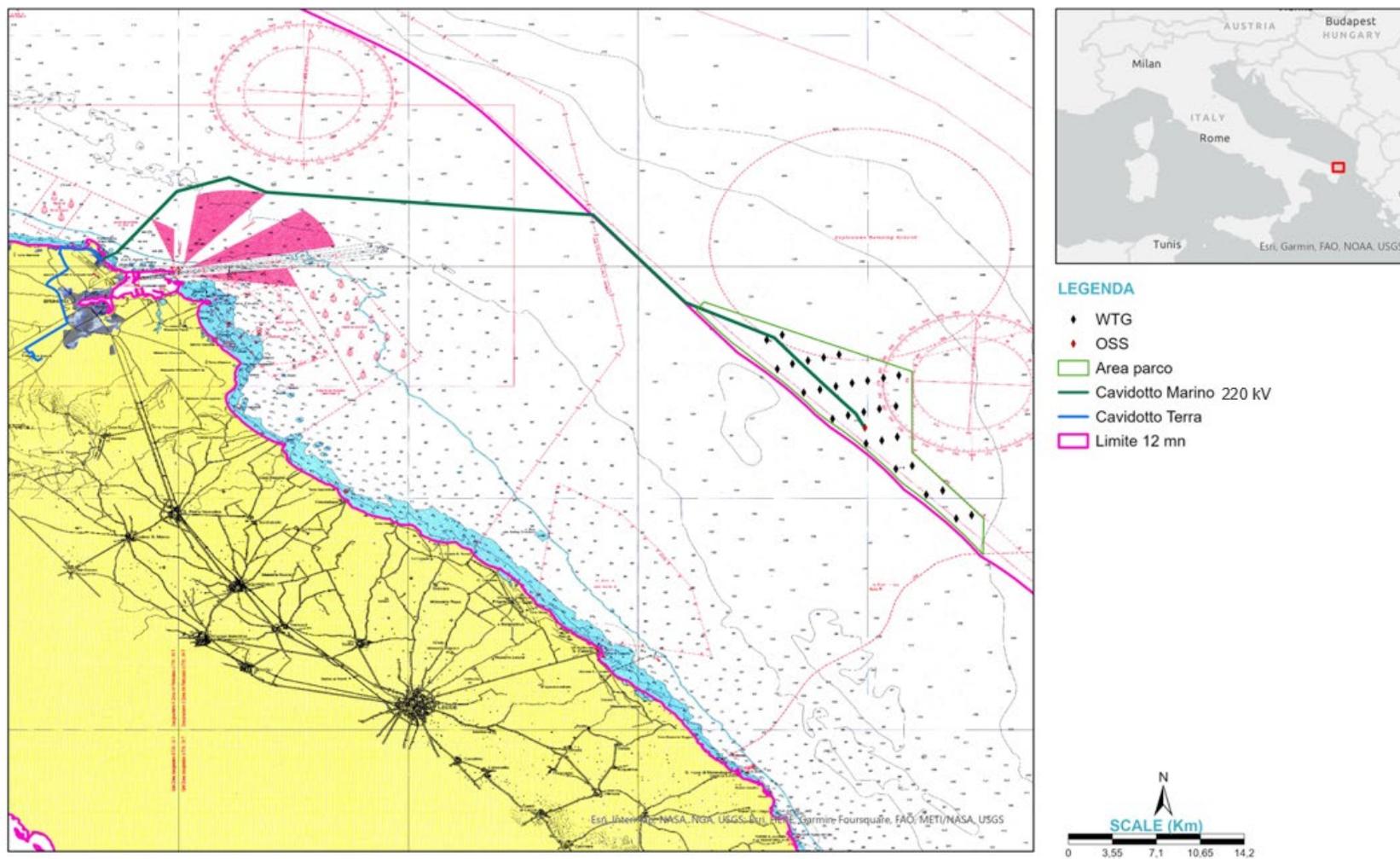


Figura 5.1 Batimetria dell'Area di Studio

5.2 BIODIVERSITÀ

5.2.1 Siti rete natura 2000 e aree protette (EUAP)

Rete Natura 2000 è stata creata dall'Unione Europea per la protezione e la conservazione degli habitat e delle specie, animali e vegetali, identificati come prioritari dagli Stati membri dell'Unione europea e definisce i siti di interesse comunitario e le zone di protezione speciale.

Essa si compone di Zone di Protezione Speciale (ZPS) designate ai sensi della Direttiva Uccelli dell'Unione Europea (Direttiva 2009/147/CE), nonché di Zone Speciali di Conservazione (ZSC) designate ai sensi della Direttiva UE sugli Habitat (Direttiva 92/43/CEE).

Nella tabella seguente si riportano i siti Rete Natura 2000 più prossimi l'area di studio, con indicazione delle distanze minime dalle opere a progetto.

Tabella 5.1 Siti Rete Natura 2000 nei pressi dell'area di Progetto

Codice	Categoria	Descrizione	Area (ha)	Distanza (m)
IT9140005	ZSC	Torre Guaceto e Macchia S. Giovanni	7978	500
IT9140009	ZSC	Foce Canale Giancola	54	3000
IT9140004	ZSC	Bosco I Lucci	26	3200
IT9140006	ZSC	Bosco di Santa Teresa	40	6000
IT9140003	ZSC/ZPS	Stagni e Saline di Punta della Contessa	2858	6000
IT9140008	ZPS	Torre Guaceto	550	9600

I Siti Rete Natura 2000 più prossimi l'area di studio sono:

- ✓ Lato mare si registra in particolare la presenza della ZSC, IT9140005- Torre Guaceto e Macchia S. Giovanni, ad una distanza di circa 500 m dal tratto di export cable più prossimo;
- ✓ Lato terra si registra in particolare la presenza di due siti, in prossimità dei cavidotti terrestri:
 - ✓ La ZSC, IT9140009- Foce Canale Giancola, ad una distanza minima di circa 3000 m dal cavidotto interrato;
 - ✓ La ZSC IT9140004- Bosco I Lucci ad una distanza minima di circa 3200 m dal tratto cavidotto interrato più prossimo.

Nella tabella seguente si riporta l'area EUAP (Elenco ufficiale Aree protette) più prossima alle aree di progetto.

Tabella 5.2 Aree Naturali Protette (EUAP)

Codice	Categoria	Descrizione	Area (ha)	Distanza (km)
EUAP0543	Riserva naturale regionale orientata	Boschi di Santa Teresa e dei Lucci	1305	2.5
EUAP0580	Parco naturale regionale	Salina di Punta della Contessa	1695	5
EUAP0169	Riserva naturale marina	Torre Guaceto	2209	7
EUAP1075	Riserva naturale statale	Torre Guaceto	1137	8.5

Si riporta di seguito un inquadramento generale del Progetto in relazione ai siti Rete Natura 2000 e le Aree EUAP presenti. Si rimanda alla tavola allegata Doc. No. P0033598-3-M4 - Carta dei vincoli territoriali ed ambientali per le opere a terra e P0033598-3-M5 - Carta dei vincoli territoriali ed ambientali per le opere a mare per ulteriori approfondimenti.

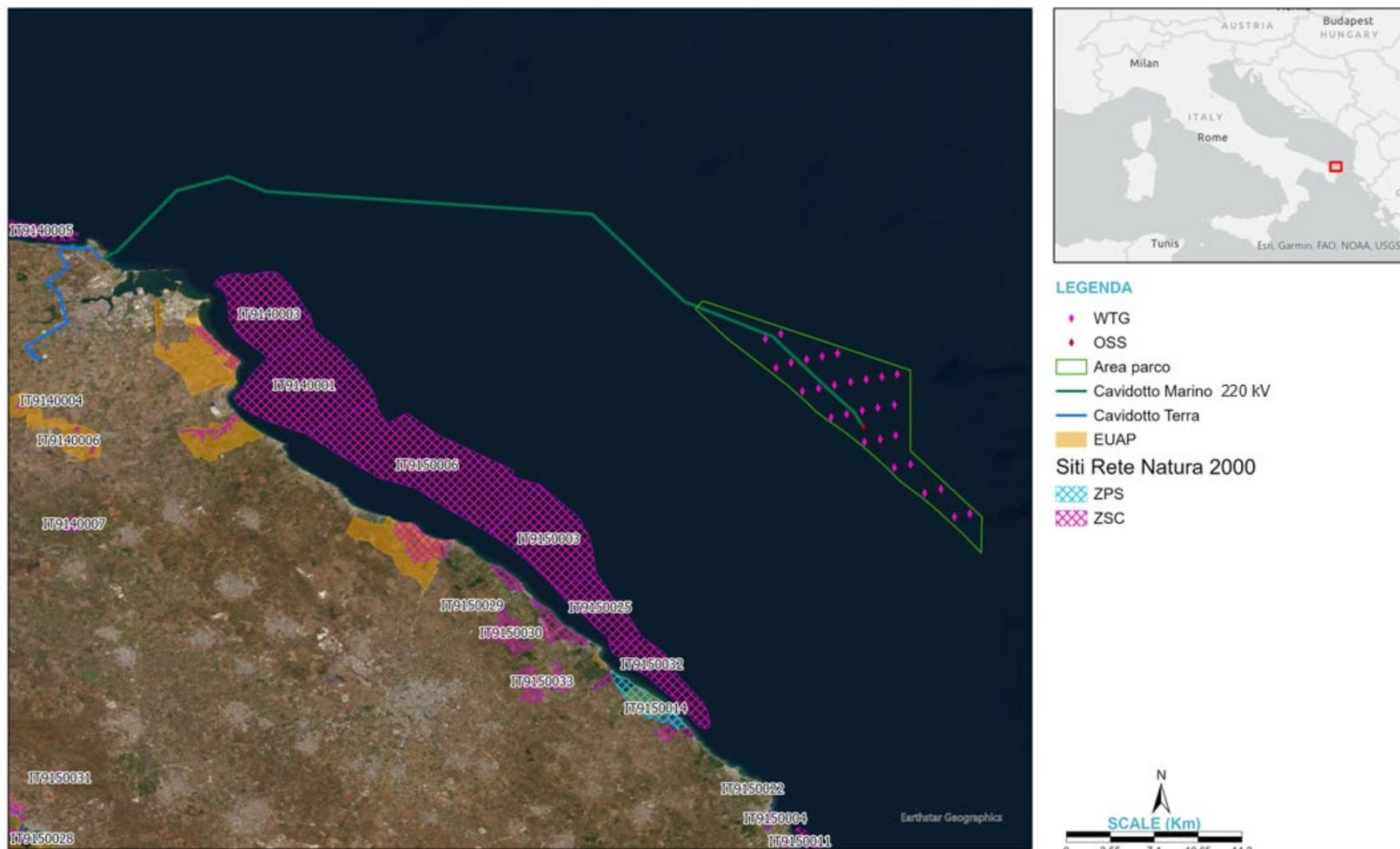


Figura 5.2 Ubicazione dei siti Rete Natura 2000 ed EUAP nei pressi dell'area di progetto

La figura seguente riporta con maggior dettaglio la zona prossima all'approdo situato nel comune di Brindisi (BR).

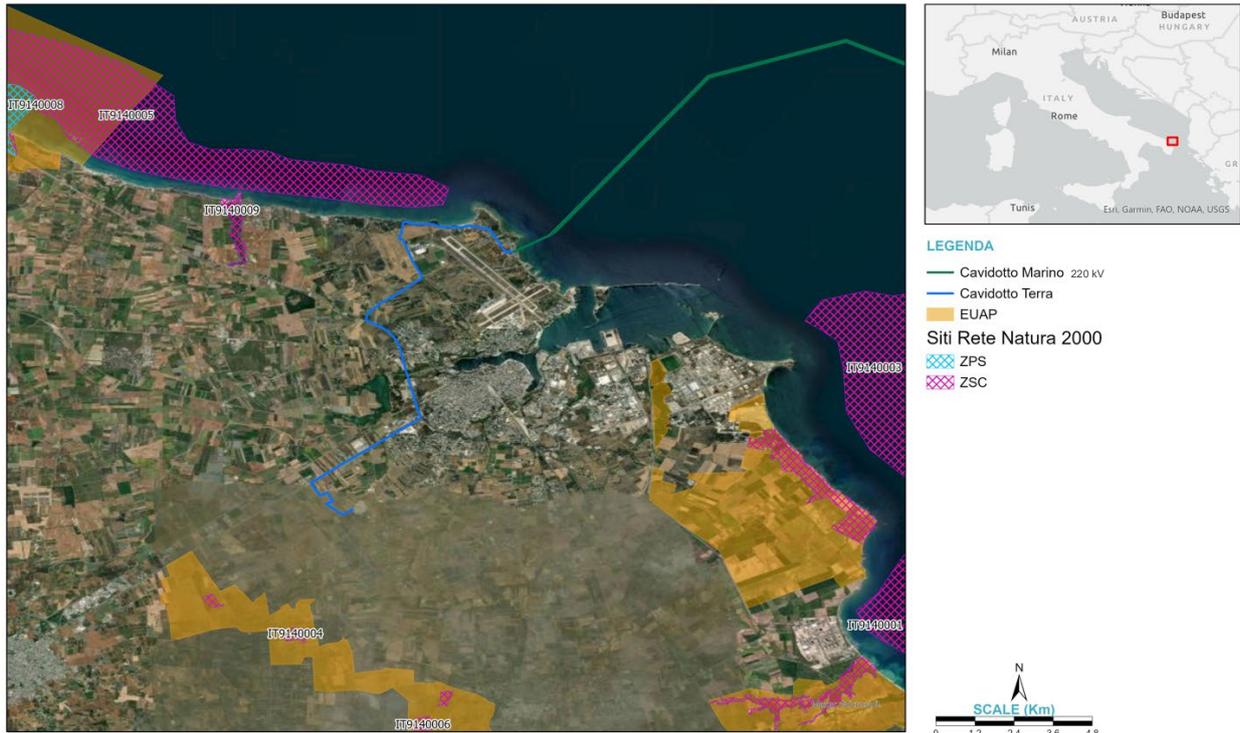


Figura 5.3 Ubicazione dei siti Rete Natura 2000 ed EUAP nei pressi dell'area di approdo del corridoio dei cavi marini

Come si può evincere dalle figure sopra riportate, sia l'ubicazione delle turbine offshore, il corridoio dei cavi marini che il posizionamento del cavidotto terrestre permette di evitare l'attraversamento delle aree naturali protette EUAP e dei siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

Si specifica che la posa dei cavi terrestri sarà prevista lungo viabilità esistente, al di sotto del manto stradale, per cui non si prevede alcun interessamento diretto di habitat e specie presenti in superficie.

5.2.2 Habitat marini

La figura seguente mostra la distribuzione nota dei principali habitat marini (ISPRA). Nell'area viene segnalata la potenziale presenza dei seguenti habitat:

- ✓ Fanghi Terrigeni Costieri;
- ✓ Insieme delle Biocenosi di Substrato Duro.

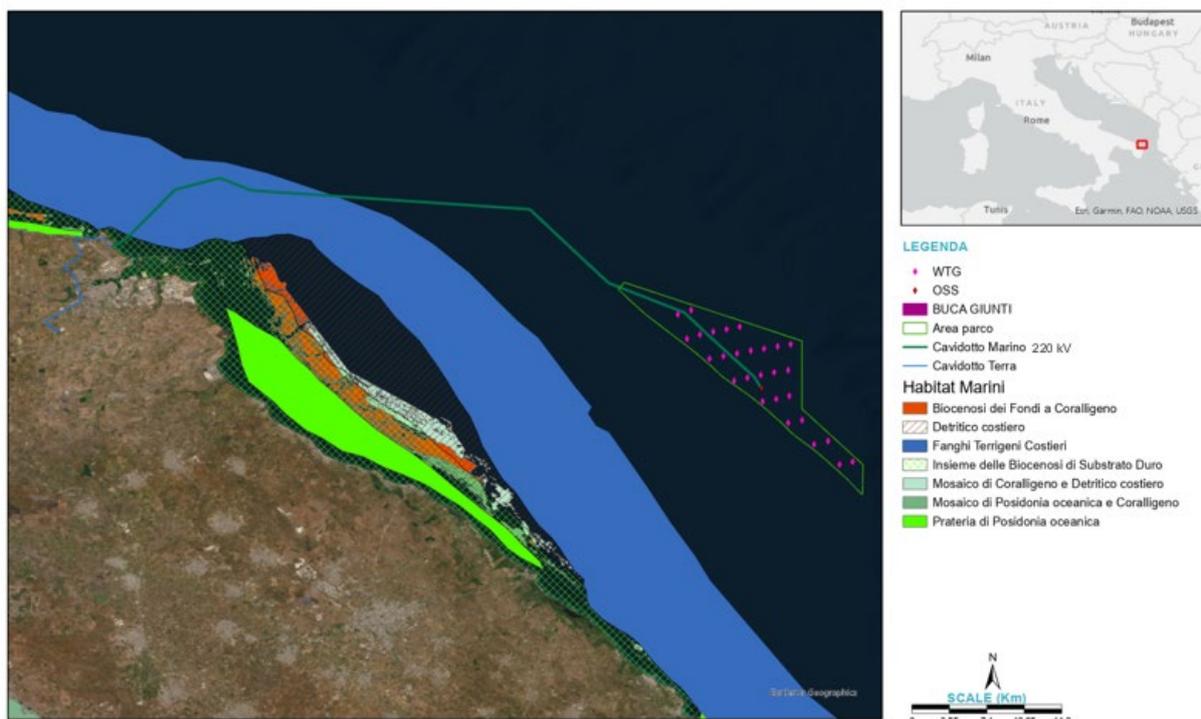


Figura 5.4 Distribuzione degli Habitat marini (ISPRA)

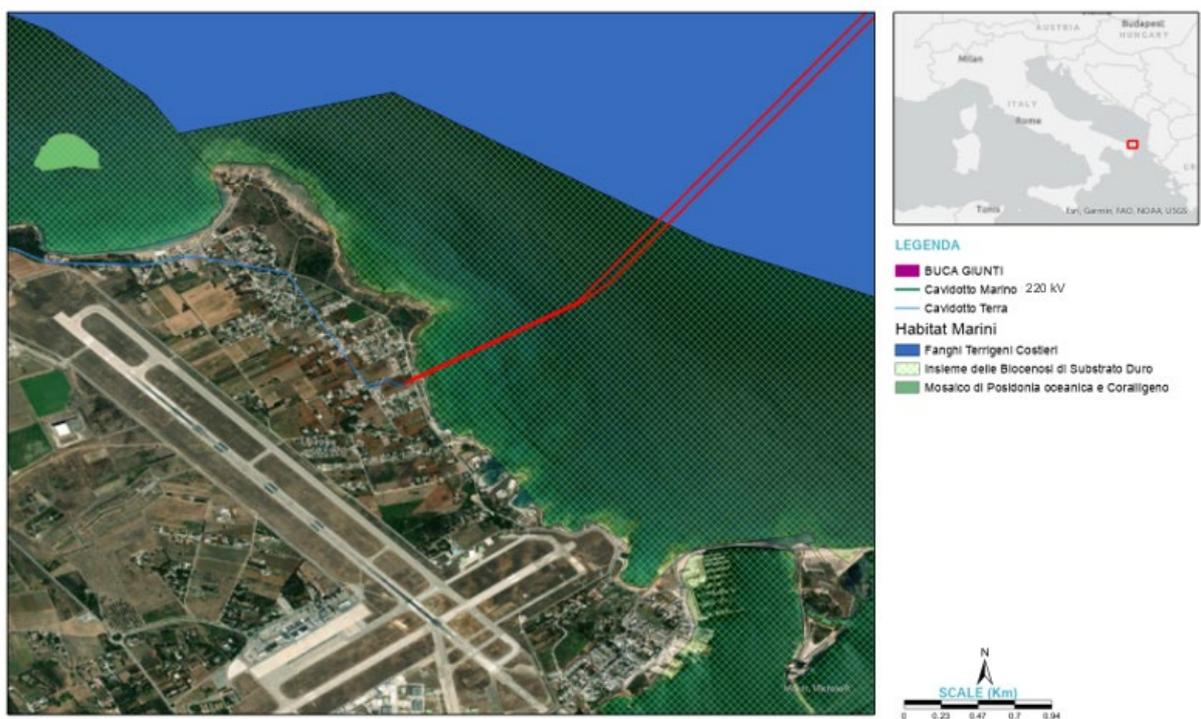


Figura 5.5 Attraversamento dei cavi sottomarini (in rosso) rispetto gli habitat marini prossimi al punto di approdo (ISPRA)

Nel tratto prossimo alla costa, i cavidotti di export interessano la potenziale presenza dell'habitat "Insieme delle Biocenosi di Substrato Duro", per circa 1500 m.

Tuttavia, per maggior dettaglio sulla possibile presenza di habitat di interesse comunitario nell'area di progetto, con particolare riferimento alla fascia prospiciente la costa, si è fatto riferimento alla cartografia vettoriale ufficiale pubblicata dalla Regione Puglia con DGR 21 dicembre 2018, n. 2442. "Rete Natura 2000. Individuazione di Habitat e Specie vegetali e animali di interesse comunitario nella regione Puglia" e dai dati del progetto BIOMAP, biocostruzioni marine in Puglia.

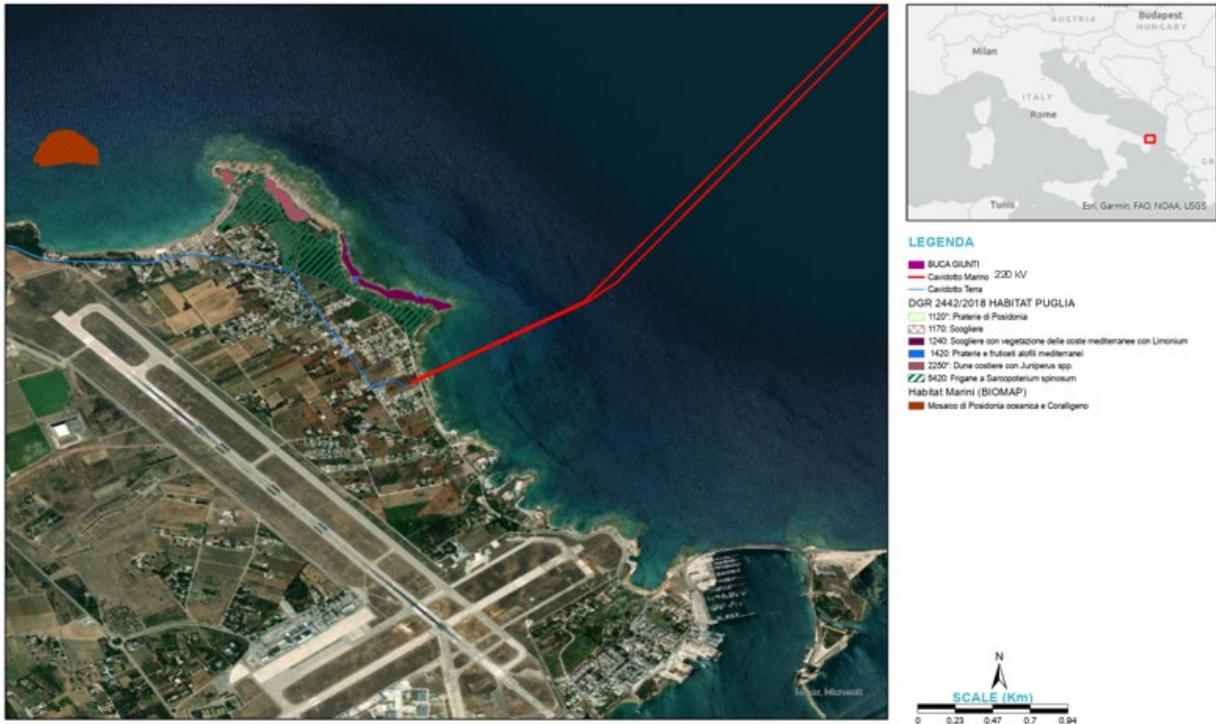


Figura 5.6 Corridoio dei cavi sottomarini (in rosso) rispetto gli habitat censiti dal Progetto BIOMAP e dalla DGR 2442 Regione Puglia.

La precedente immagine mostra che il corridoio dei cavi marini non attraversa alcun habitat di particolare interesse naturalistico.

In una fase successiva di progetto potranno comunque essere previste indagini di dettaglio per verificare l'effettiva presenza di biocenosi di pregio, e la relativa distribuzione e stato ecologico.

5.2.3 Siti RAMSAR e IBA

Non sono presenti Zone umide di importanza internazionale (RAMSAR) in prossimità dell'area di studio; il sito RAMSAR più vicino, denominato "Torre Guaceto", si trova a circa 8 km dall'elemento progettuale più prossimo.



Figura 5.7 Siti RAMSAR

Non si segnalano Aree IBA (Important Bird Areas) nell'area di studio. Il sito IBA più vicino, denominato "Le Cesine" cod. IBA146M, si trova a circa 45 km dal cavidotto onshore in direzione Sud-Est e a circa 23 km dall'area parco eolico offshore.

Un aspetto da considerare è la possibile interferenza del parco eolico con le rotte migratorie dell'avifauna.

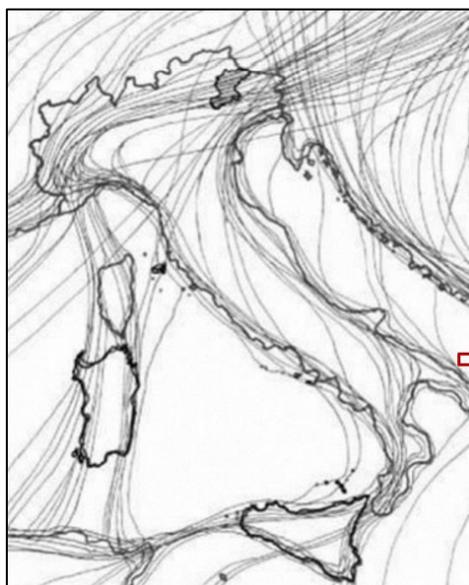


Figura 5.8 Rappresentazione schematica e semplificata delle principali rotte migratorie che interessano l'Italia

Come rappresentato nella seguente figura, l'area del parco eolico appare collocata esternamente alle principali direttrici che seguono le coste, costeggiando un corridoio di passaggio utilizzato dall'avifauna durante la fase migratoria verso i Balcani.

Nelle fasi successive del progetto, studi di dettaglio consentiranno di approfondire lo stato della componente faunistica. Saranno previsti al riguardo studi più approfonditi e uno Studio di Incidenza Ambientale (SINCA) al fine di valutare e gestire eventuali impatti dovuti alla presenza di tale opera in fase di esercizio.

5.3 VINCOLI DERIVANTI DALLE ATTIVITÀ ECONOMICHE DELLA PESCA ED ALTRE ATTIVITÀ ANTROPICHE

La Commissione Generale per la pesca nel Mediterraneo (CGPM) è stata istituita nel 1949 con un accordo internazionale stipulato in base all'articolo XIV della Costituzione della FAO. La CGMP divide il Mar Mediterraneo in 30 Sub Aree Geografiche (GSA), definite sulla base di aspetti giuridici, geografici ed ambientali.

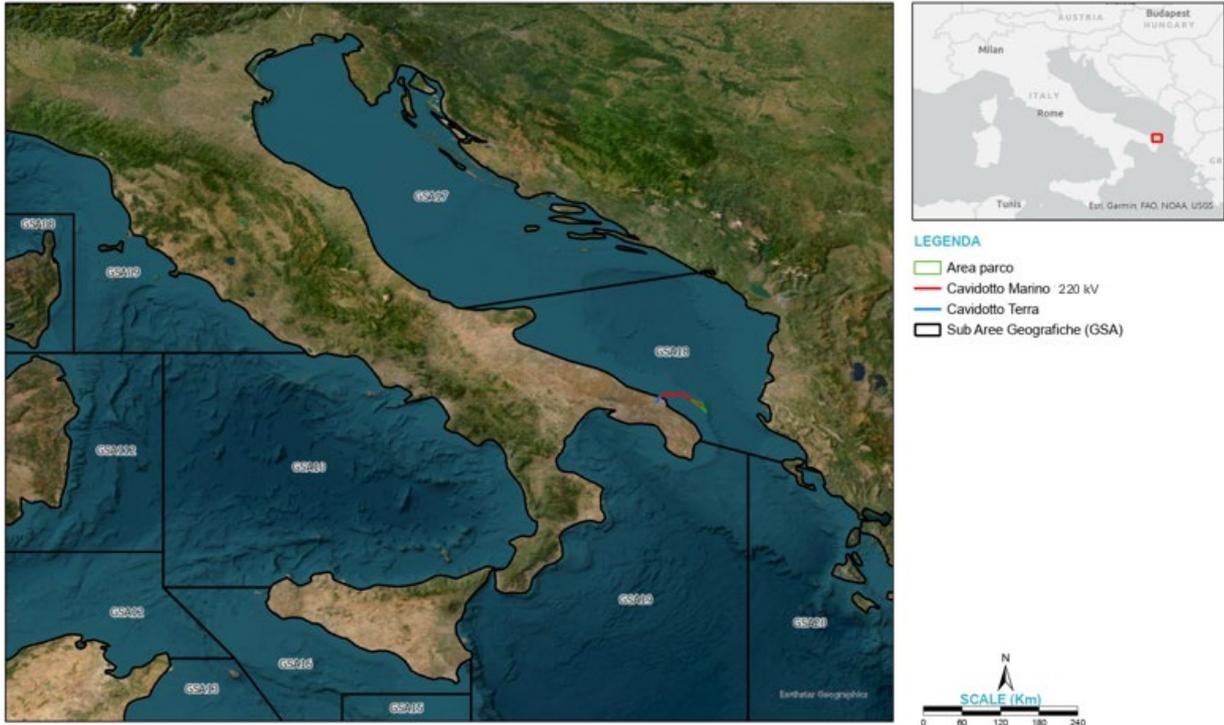


Figura 5.9 “Geographical Subareas (GSAs)” del Mediterraneo (Fonte: FAO) e ubicazione del Progetto

L'area del parco eolico oggetto di studio rientra nella GSA 18 “Adriatico Meridionale”. La flotta che opera sul versante adriatico meridionale rappresenta rispettivamente l'8% e l'10% della consistenza totale della flotta nazionale in termini numerici e in GT. Dunque, in Puglia è concentrata una buona parte della capacità peschereccia italiana a conferma dell'estrema rilevanza dell'attività di pesca regionale. Lo strascico rappresenta di gran lunga il segmento più importante per l'intero comparto ittico della GSA 18.

Per la valutazione delle possibili interferenze con le attività di pesca si è fatto riferimento ai dati AIS pubblicati da EMODNET Human Activities: www.emodnet-humanactivities.eu. I dati relativi alle attività di pesca per il 2019 (anno precedente alla pandemia COVID19) sono presentati nella figura di seguito riportata.

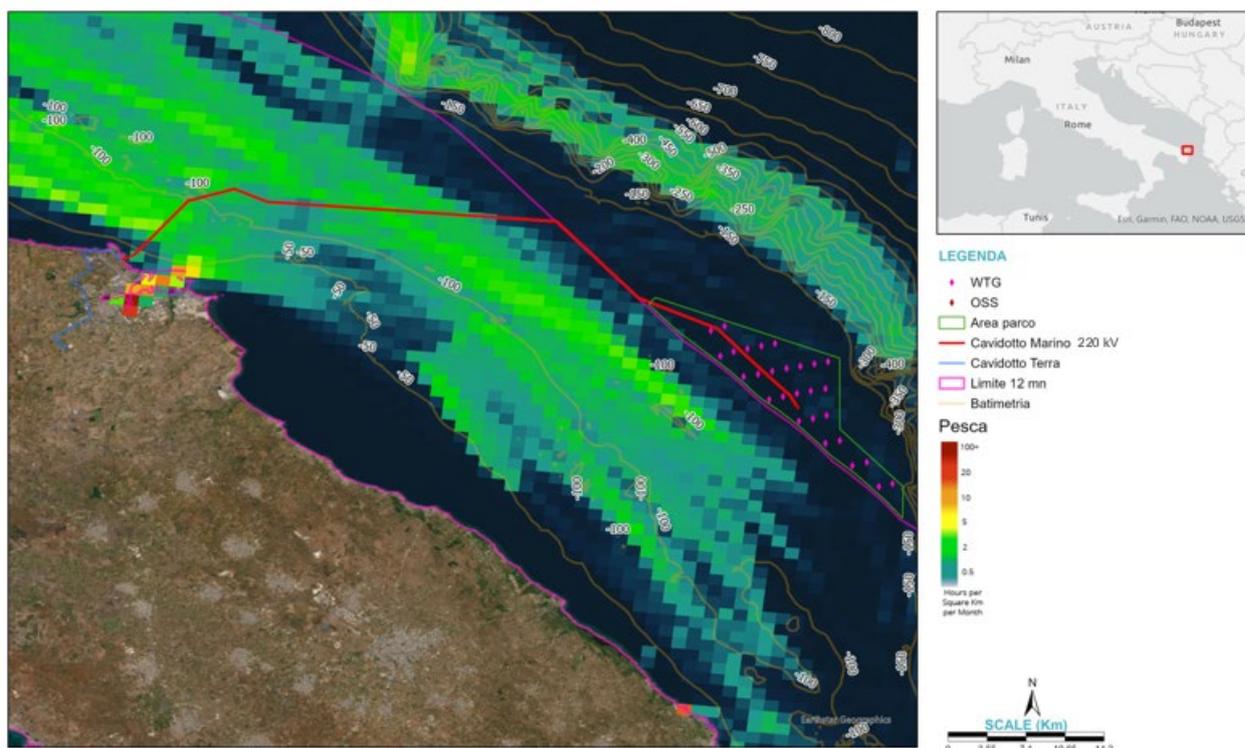


Figura 5.10 Mappa della densità del traffico da attività di pesca nell'area di progetto (Dati AIS Anno 2019)

L'analisi preliminare condotta consente di affermare l'assenza di particolari interferenze tra le attività della pesca e l'installazione del parco eolico. Infatti, l'area di progetto risulta collocata esternamente alle principali rotte di pesca, permettendo di minimizzare, con riferimento all'importanza di tali aree per l'economia locale, i possibili impatti connessi sulla presenza del parco eolico e delle eventuali limitazioni nell'area al suo interno, sull'attività della pesca.

Occorre evidenziare come, attraverso l'introduzione di strutture in mare, i parchi galleggianti costituiscono elementi di aggregazione "FAD" (*Fish Aggregating Device*) e possono contribuire all'aumento della fauna ittica che sfrutta l'effetto di riparo e la presenza di cibo costituita dalla fauna bentonica che può colonizzare le strutture.

Si evidenzia, infine, che, nella definizione della posizione dei tratti di approdo si è preferito evitare interferenze con eventuali concessioni balneari e licenze esistenti. Si ribadisce che nel tratto costiero la posa del cavidotto marino è inoltre prevista tramite tecnica trenchless permettendo di evitare l'attraversamento della strada provinciale SP41 in via di Punta Penne e qualsiasi interferenza con la superficie.

Come si evince dalla figura di seguito riportata, le opere di approdo a progetto, localizzate in prossimità della costa, non interferiscono con alcuna concessione balneare presente.

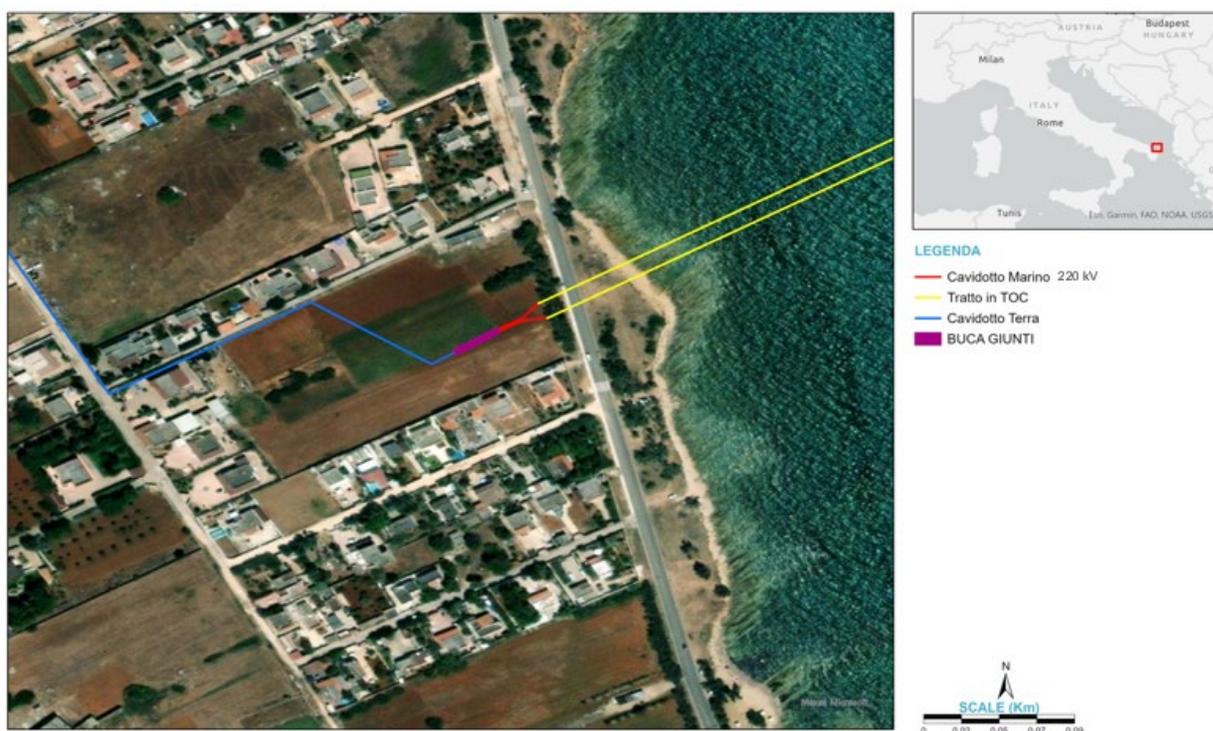


Figura 5.11 Inquadramento di dettaglio sul punto di approdo

5.4 TRAFFICO MARITTIMO

Il possibile traffico marittimo nell'area di progetto è stato caratterizzato da un punto di vista qualitativo sulla base dei dati AIS disponibili pubblicamente (www.emodnet-humanactivities.eu).

La scelta del sito per la localizzazione del parco eolico in progetto è stata effettuata, sin dalla fase preliminare, evitando le direttrici maggiormente significative per il traffico marittimo identificabili sulla base di tali dati, al fine di minimizzare eventuali interferenze con il transito navale, nell'ottica della tutela della sicurezza della navigazione. La seguente figura illustra la densità del traffico navale desunta dai citati dati AIS nell'area marina di interesse.

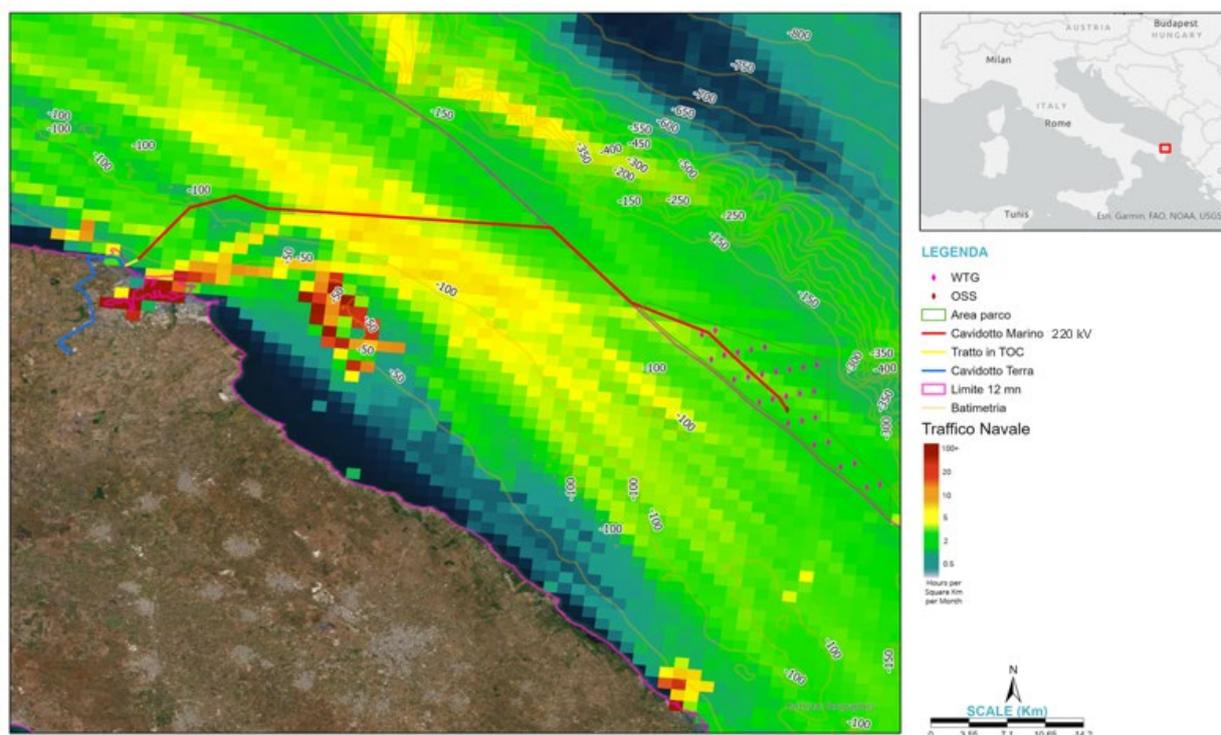


Figura 5.12 Mappa della densità del traffico navale nell'area di progetto (Dati AIS Anno 2019)

In considerazione dell'immagine sopra riportata, l'area di progetto risulta collocata al di fuori delle aree caratterizzate a maggior intensità di traffico marittimo.

5.5 ASSERVIMENTI DERIVANTI DALLE ATTIVITÀ AERONAUTICHE CIVILI E MILITARI

L'aeroporto più vicino è quello di Brindisi. Le strutture degli aerogeneratori offshore del parco eolico sono collocate oltre 30 km di distanza dall'aeroporto di Brindisi, al di fuori dei relativi asservimenti su cui non risulta pertanto alcuna interferenza con le opere di progetto.

In prossimità del parco eolico si segnalano tre aree offshore interessate da esercitazioni militari identificate come:

- ✓ LI D25 / A – Brindisi;
- ✓ LI D25 / B - Adriatica;
- ✓ LI D25 / C – Ostuni.

Le Zone D sono aree di spazio aereo di dimensioni definite, all'interno delle quali possono svolgersi attività pericolose per il volo degli aeromobili durante periodi di tempo specificati.

L'area identificata come "LI D25 / A – Brindisi" più vicina si trova a circa 5.5 km dall'aerogeneratore più prossimo. A Sud Est del porto di Brindisi, a circa 25.5 km dall'area di Progetto si segnala, inoltre, il poligono di tiro "Torre Cavallo". In una fase successiva di progetto potranno essere definite le eventuali azioni da adottare con le competenti Autorità, laddove necessario.

Nella figura seguente vengono evidenziate e classificate le aree vincolate nei pressi dell'aeroporto di Brindisi, in giallo il parco eolico.



Figura 5.13 Elementi progettuali e servitù aeronautiche, radar e zone DPR nei pressi di Brindisi

L'area del parco si trova all'interno dell'area classificata come CTA Brindisi Z4.

Non sono state identificate aree vietate o pericolose nell'area di progetto, poiché le zone di controllo non sono limitative e le aree riportate in figura influiscono solo sull'utilizzo dello spazio aereo ad alta quota, ben al di sopra dell'altezza massima che le turbine eoliche possono raggiungere.

5.6 PIANIFICAZIONE SPAZIO MARITTIMO (PSM)

La Pianificazione dello Spazio Marittimo (PSM) è una modalità pratica di stabilire una più razionale organizzazione dell'uso dello spazio marittimo e delle interazioni fra i suoi usi, per bilanciare la domanda di sviluppo con la necessità di proteggere gli ecosistemi marini, e di raggiungere obiettivi sociali ed economici in maniera trasparente e pianificata.

L'area occupata dal Parco Eolico oggetto di studio è stata sovrapposta alla cartografia del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo pubblicato sul sito del Ministero della Transizione Ecologica (<https://va.mite.gov.it>).

Si riporta uno stralcio relativo alla localizzazione del Progetto rispetto al piano considerato.

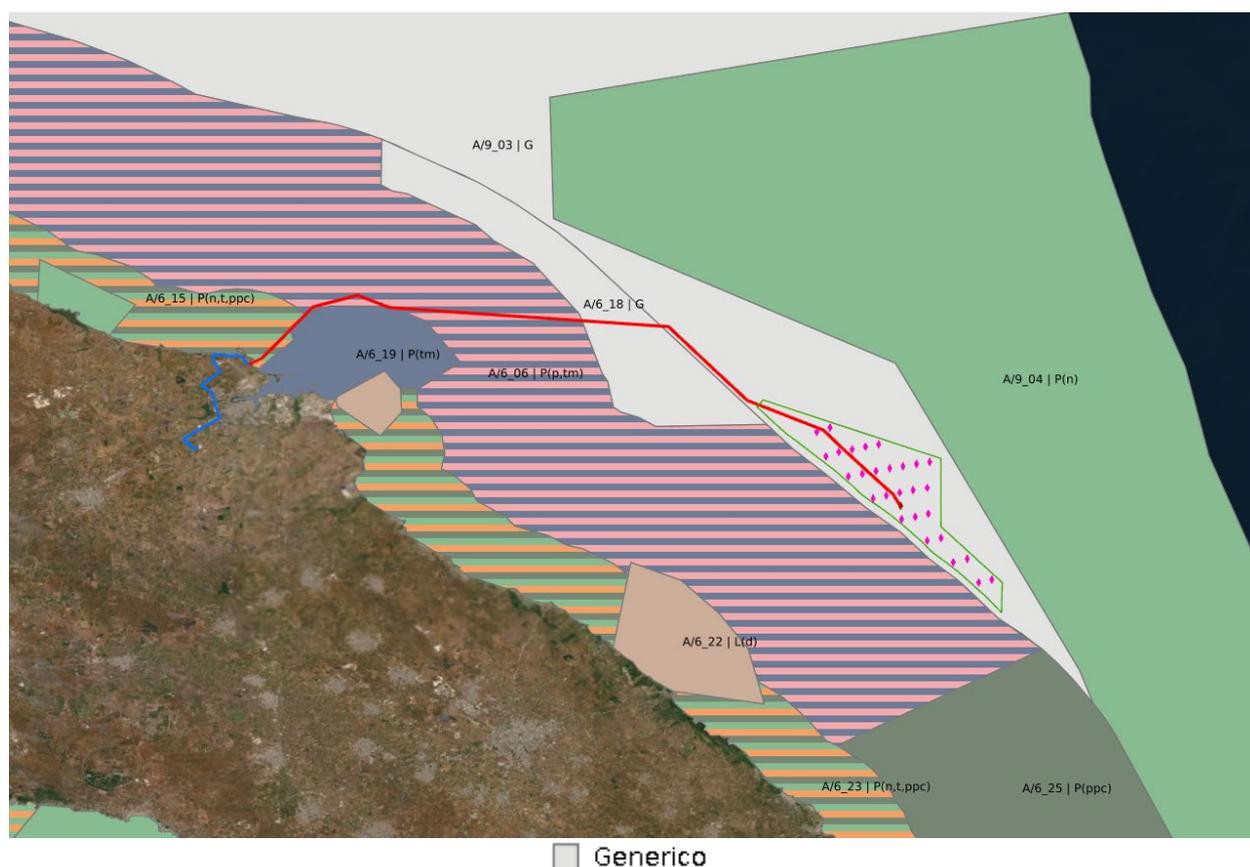


Figura 5.14 Parco eolico su Piano di Gestione dello Spazio Marittimo - Unità di Pianificazione della Sub-area A/9. Portale SID

Secondo gli indirizzi del Piano, l'intervento in oggetto è situato nell'area identificata con la sigla A/9_03|G, l'area per la quale è previsto uso generico (Piano di gestione dello Spazio Marittimo Area Marittima del Mar Adriatico).

Il Progetto appare coerente con gli usi finali previsti del Piano di gestione dello spazio marittimo.

5.7 TITOLI MINERARI PER LA RICERCA E LA COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN MARE

Le Zone Marine destinate alla ricerca ed alla coltivazione di idrocarburi in mare sono istituite dal Ministero dello Sviluppo Economico in porzioni della piattaforma continentale italiana e definiscono le aree dove può essere richiesta la concessione per svolgere attività minerarie.

Nella zona del parco eolico sono presenti titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare (www.unmig.mise.gov.it).

Lo stralcio seguente è l'estratto della Carta delle Istanze e dei Titoli Minerari Esclusivi per Ricerca, Coltivazione e Stoccaggio di Idrocarburi (Fonte UNMIG) focalizzata sull'area di interesse del progetto.

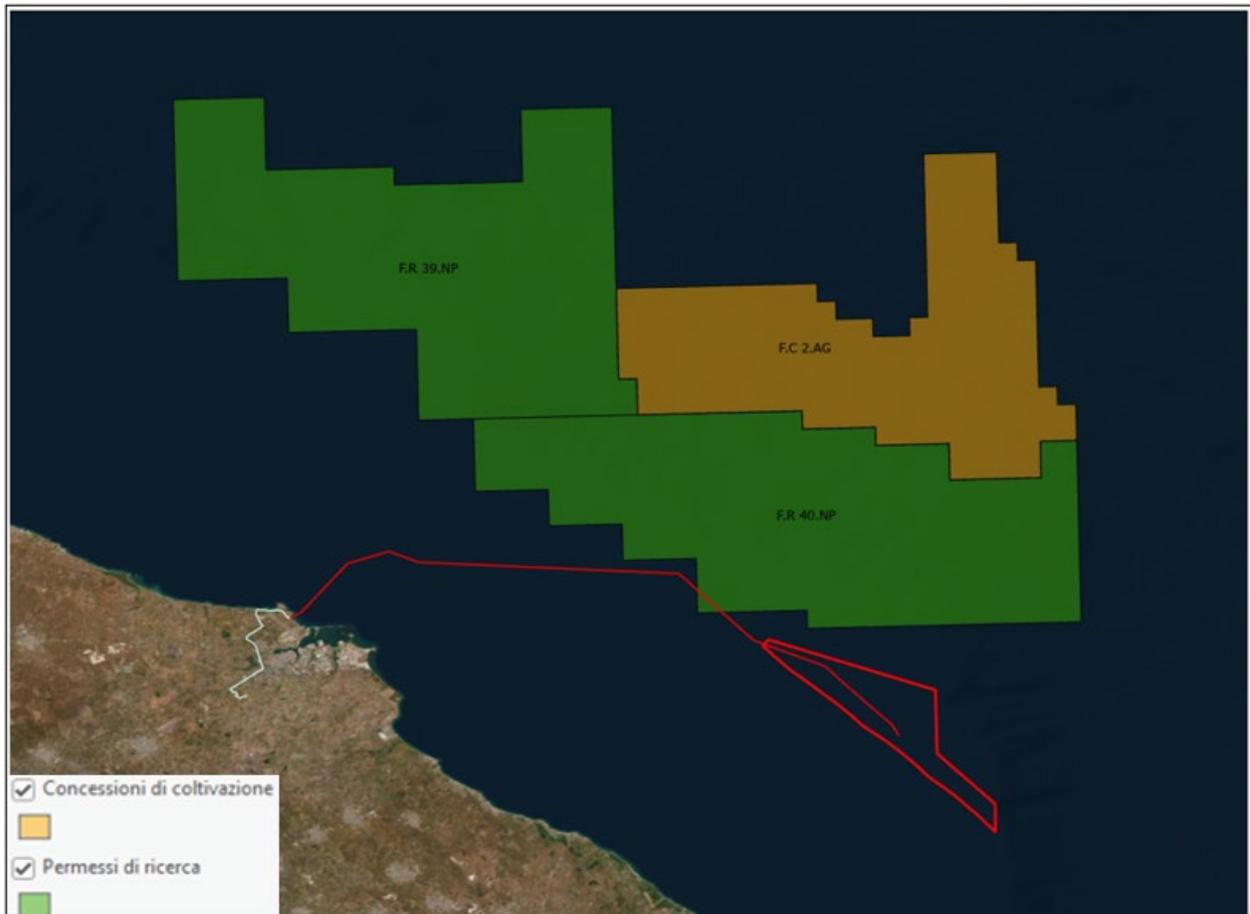


Figura 5.15 Estratto della Carta delle Istanze e dei Titoli Minerari Esclusivi per Ricerca, Coltivazione e Stoccaggio di Idrocarburi (Fonte: <https://unmig.mise.gov.it>)

Come si evince dallo stralcio sopra riportato il corridoio dei cavi marini risulta interessare per un limitato tratto il permesso di ricerca numero F.R. 40. NP rilasciato alla società "Northern Petroleum Limited (UK)", che risulta attualmente sospeso.

L'area occupata dal permesso di ricerca si trova oltre 2 km dal parco eolico oggetto di studio.

5.8 ALTRI ELEMENTI: ASSERVIMENTI INFRASTRUTTURALI, AREE MILITARI, AREE UXO E RELITTI

Nell'area del parco eolico, come indicato nella figura seguente da carta nautica, è segnalata la presenza di un cavo sottomarino (*power cable*).

In una fase successiva di progetto si potrà procedere all'esecuzione di indagini di dettaglio finalizzate a definire l'effettiva presenza e posizione ed individuare l'operatore dell'infrastruttura al fine di definire eventuali misure per l'attraversamento del cavo, in linea con le norme tecniche di settore.

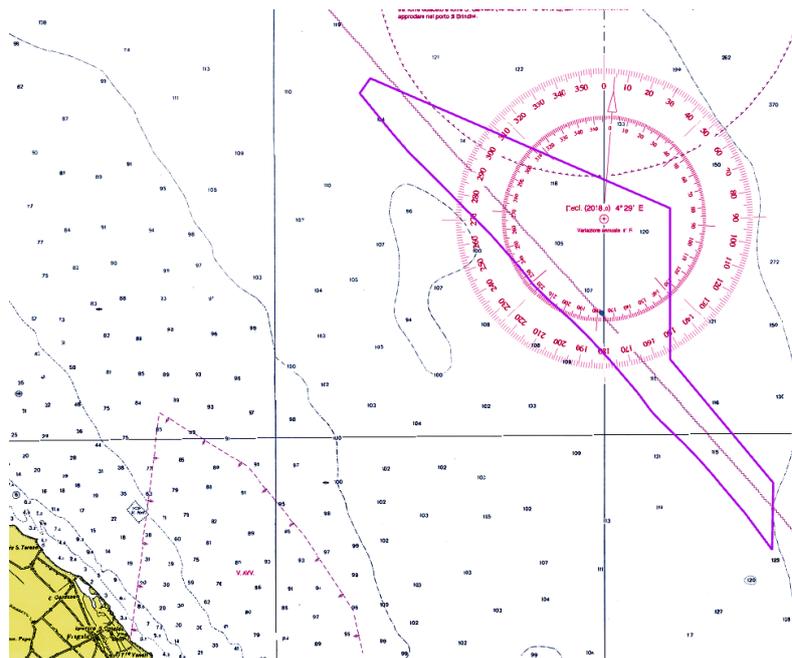


Figura 5.16 Inquadramento dell'area del parco eolico in viola, su Carta Nautica e Ubicazione del cavo sottomarino

L'area del parco eolico, come si evince dalla seguente figura, non interferisce con vincoli militari, aree UXO (unexploded ordnance) e relitti.

In prossimità dell'area di progetto si rilevano i seguenti elementi:

- ✓ Aree militari: in prossimità dell'area del parco eolico, è presente l'area T 8, Zona impiegata per esercitazioni di tiro (Mare- Terra). Verso costa, in direzione Ovest è ubicata la Zona E3 (Zona impiegata per esercitazioni di tiro Terra-Mare) posta a circa 20 km di distanza dall'area del parco eolico.
- ✓ Aree UXO: La più vicina delle aree UXO si trova in direzione Est dell'area del parco eolico posta a circa 2 km di distanza. Si segnalano altre 3 aree UXO nei dintorni dell'area in esame, la più vicina delle quali si trova oltre 9 km in direzione Nord Est rispetto all'area del parco eolico.
- ✓ Relitti: da dati disponibili risulta la presenza di alcuni relitti concentrati soprattutto al largo del porto di Brindisi. La figura sotto riportata mostra il posizionamento di tali elementi, da cui non risulta interferenza con le opere in progetto. Il più vicino, infatti, è posto a circa 300 m dall'elemento progettuale più prossimo (export cable).

Nella figura seguente sono inoltre rappresentati i permessi di ricerca, descritti nel precedente paragrafo.

Il layout delle opere di progetto è stato definito in maniera tale da evitare, ove possibile, o minimizzare le interferenze con tali elementi.

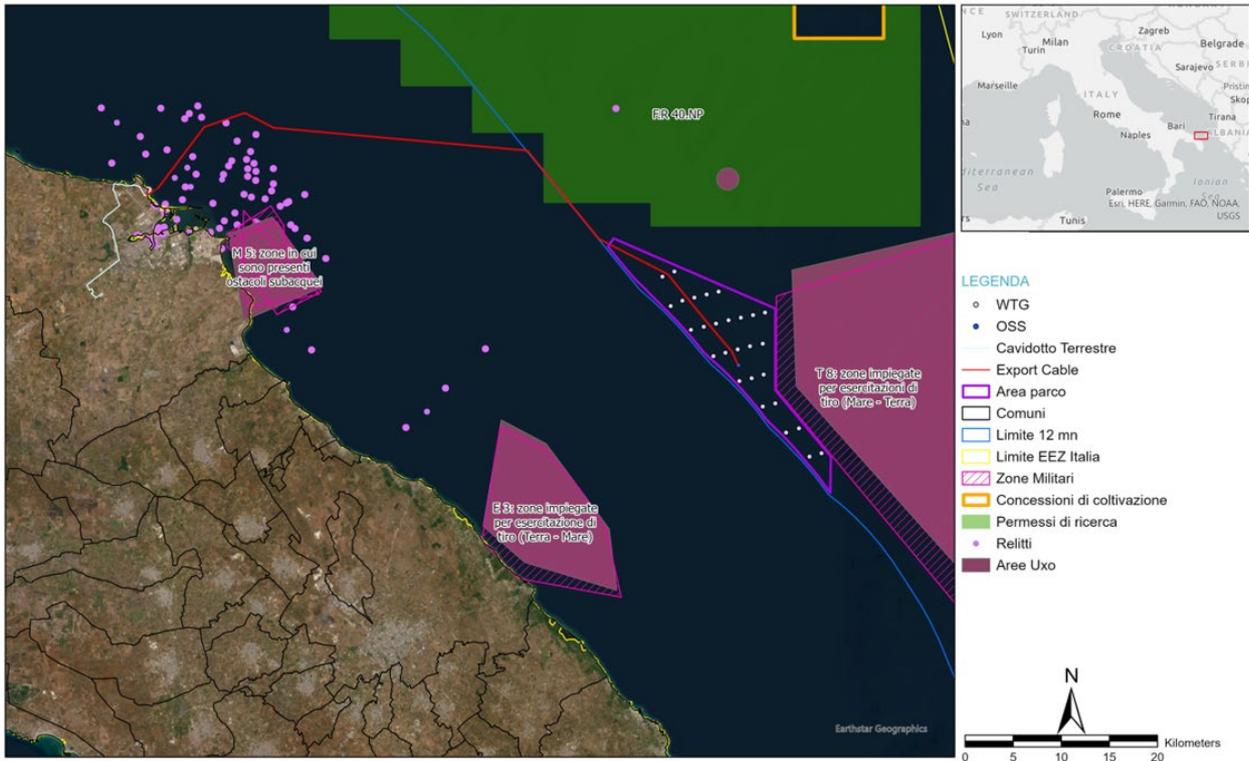


Figura 5.17 Dettaglio con Ubicazione Relitti, aree Militari e Aree UXO

Studi più approfonditi e survey di dettaglio in sito potranno essere previsti nella fase di sviluppo del progetto per confermare assenza di relitti o altri elementi nelle aree di progetto.

5.9 ANALISI DEI PRINCIPALI VINCOLI ONSHORE

5.9.1 Piano paesaggistico territoriale regionale (PTPR) puglia

Il Punto di approdo ricade nel Comune di Brindisi, nella Regione Puglia.

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice, con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica". Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 " Norme per la pianificazione paesaggistica" e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio" e successive modifiche e integrazioni, nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14.

L'ambito paesaggistico rappresenta una articolazione del territorio regionale ai sensi dell'art. 135, comma 2, del Codice. Il PPTR articola l'intero territorio regionale in 11 ambiti paesaggistici. L'area di approdo ricade nell'Ambito di Paesaggio

9 "La campagna Brindisina", caratterizzata da paesaggio formato da vasti campi di seminativo intervallati da boschi di ulivi, distese di vigneti e frutteti.

Di seguito si riporta uno stralcio relativo alla tavola dei beni paesaggistici da PTPR.

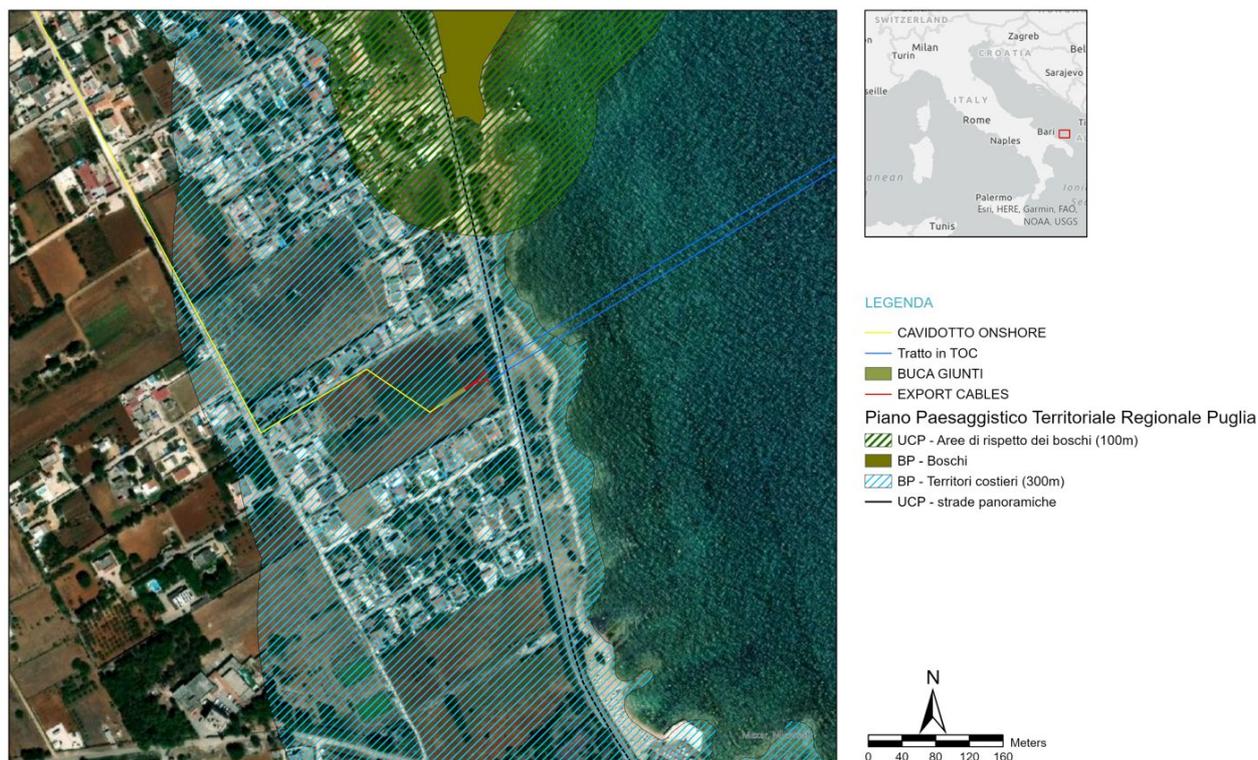


Figura 5.18 Inquadramento dell'area di approdo su PTPR della Regione Puglia (Fonte: <https://pugliacon.regione.puglia.it/web>)

Dall'esame delle informazioni disponibili da PTPR, il punto di giunzione terra mare ricade all'interno della fascia costiera dei 300 m (D.lgs 42/2004 art.142 lett. a). Relativamente alle opere in oggetto, ai sensi dell'art. 45 delle Norme di Attuazione del Piano, in corrispondenza della fascia di rispetto della costa "sono ammessi piani, progetti ed interventi di realizzazione di opere infrastrutturali a rete interrate pubbliche e/o di interesse pubblico, necessarie e non localizzabili altrimenti".

Lungo la SP41 si segnala una strada panoramica. Si sottolinea che, il tracciato in TOC (tratto in blu), essendo previsto tramite tecnica trenchless, permetterà di evitarne l'interessamento diretto.

Sulla base degli obiettivi e dei livelli di tutela presenti non si rilevano, ai fini del presente documento, elementi ostativi alla realizzazione delle opere in progetto, che si prevede di realizzare in quest'area. Tali condizioni non appaiono ostative in considerazione della natura di pubblica utilità del progetto, che persegue le finalità e gli obiettivi stabiliti dal PNIEC-PNRR e delle caratteristiche delle opere che saranno interrate.

A conferma della piena compatibilità del progetto con la normativa paesaggistica vigente potrà essere predisposta una apposita Relazione paesaggistica, e Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico da sottoporre alla valutazione degli Enti competenti, laddove necessario.

5.9.2 Piano regionale delle coste (PRC)

Il Piano Regionale delle Coste (PRC) è stata approvata con Legge Regionale del 23 giugno 2006, n.17 ed è lo strumento che disciplina l'utilizzo delle aree del Demanio Marittimo, con le finalità di garantire il corretto equilibrio fra la salvaguardia degli aspetti ambientali e paesaggistici del litorale pugliese, la libera fruizione e lo sviluppo delle attività turistico ricreative. Esso persegue l'obiettivo imprescindibile dello sviluppo economico e sociale delle aree costiere attraverso criteri di eco - compatibilità e di rispetto dei processi naturali.

Il PRC è anche strumento di conoscenza del territorio costiero e in particolare delle dinamiche geomorfologiche e meteomarine connesse al prioritario problema dell'erosione costiera, la cui evoluzione richiede un attento e costante monitoraggio e interventi di recupero e riequilibrio litoraneo.

In tale contesto il Piano definisce le cosiddette Unità Fisiografiche (UF) e Sub-Unità, intese quali ambiti costiero - marini omogenei e unitari. L'Unità Fisiografica individua un tratto di costa in cui il trasporto solido, dovuto al moto ondoso e alle correnti litoranee, è confinato. In genere, l'unità Fisiografica è delimitata da promontori le cui conformazioni non consentono l'ingresso e/o l'uscita di sedimenti dal tratto di costa.

Il PRC costituisce altresì uno strumento di pianificazione, in relazione al recente trasferimento di funzioni amministrative agli Enti locali (rilascio di concessioni demaniali marittime), il cui esercizio in modo efficace ed efficiente può essere garantito solo da un'azione coordinata e coerente da parte della Regione. In tal senso il PRC fornisce le linee guida, indirizzi e criteri ai quali devono conformarsi i Piani Comunali delle Coste (PCC).

Secondo il PRC, la costa è stata suddivisa in tre differenti classi aventi livelli di criticità crescente.

Le tre classi individuate per la classificazione della criticità all'erosione della costa sabbiosa sono:

- ✓ C1: elevata criticità ($C \geq 60$);
- ✓ C2: media criticità ($20 \leq C < 60$);
- ✓ C3: bassa criticità ($C < 20$).

Di seguito si riporta uno stralcio del Piano Regionale delle Coste della Regione Puglia.

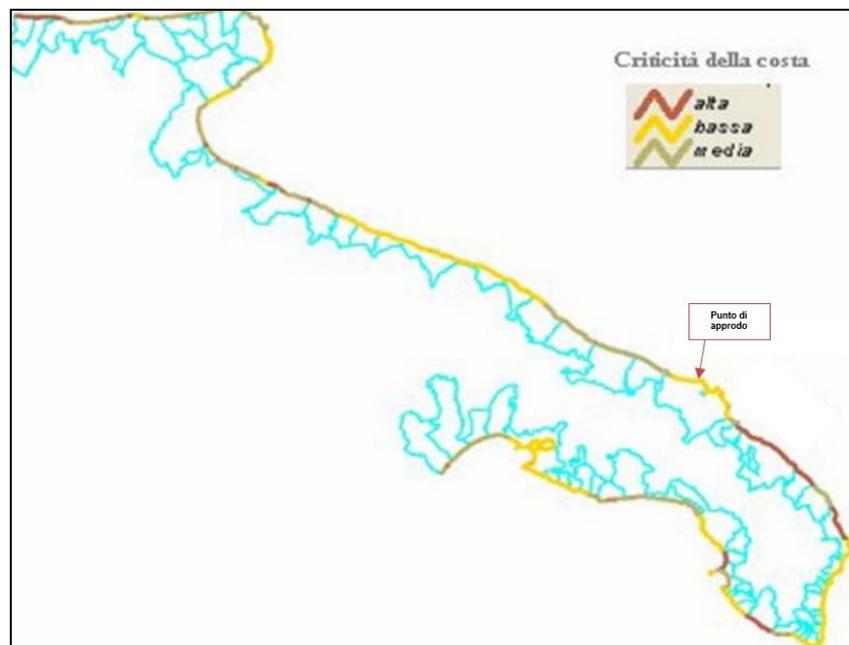


Figura 5.19 Piano Regionale delle Coste Puglia

Il punto di approdo ricade all'interno dell'UF4 che si estende da Punta Penne (Brindisi) fino al porto di Otranto, e rientra nella subunità SU4.1 che comprende il tratto di costa da Punta Penne a Punta Riso. Tale territorio risulta essere caratterizzato da costa bassa prevalentemente caratterizzata da base rocciosa. Questa fascia litoranea da PRC presenta un livello "basso" di criticità all'erosione costiera.

5.9.3 Piano assetto idrogeologico (PAI)

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Puglia (di seguito PAI) è finalizzato al miglioramento delle condizioni di regime idraulico e della stabilità geomorfologica necessario a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo sostenibile del territorio nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso.

Il PAI costituisce Piano Stralcio del Piano di Bacino, ai sensi dall'articolo 17 comma 6 ter della Legge 18 maggio 1989, n. 183, ha valore di piano territoriale di settore ed 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 e alla valorizzazione del suolo ricadente nel territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Puglia.

L'area di progetto onshore appartiene all'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale.

Gli aerogeneratori che costituiscono il progetto del parco eolico si collocano offshore a circa 23 km dalla costa, mentre le opere onshore nel punto di approdo, si trovano, come mostrato nella figura, in una zona non soggetta a rischio e pericolo idrogeologico.

Nella figura che segue sono identificate in blu le aree interessate da pericolosità idraulica.

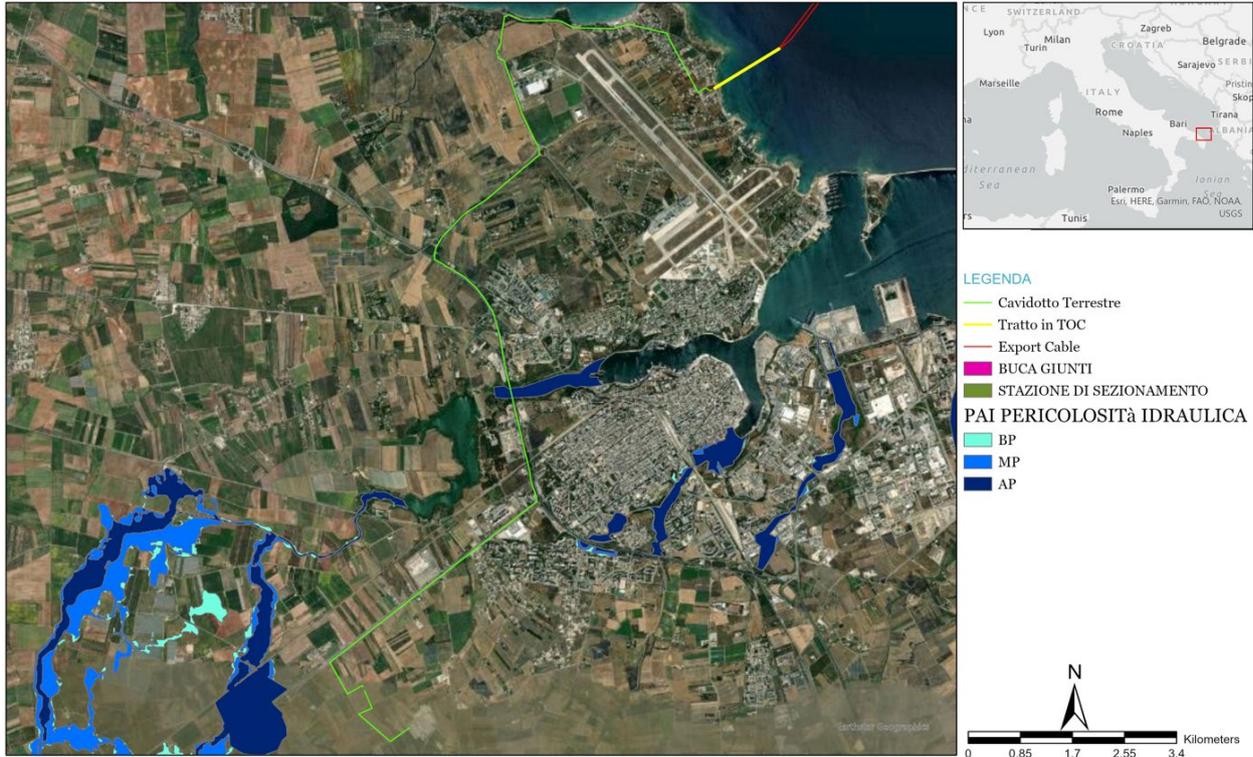


Figura 5.20 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) Pericolo idraulico. Fonte: Puglia

Come si può evincere dall'immagine proposta, lungo il tracciato di cavidotto onshore fino al punto di connessione con la RTN, si riscontra la presenza di un'area a pericolosità e rischio idraulico PAI definito "alto". Secondo l'art. 7 delle NTA del PAI "sarebbe consentita la realizzazione di nuove infrastrutture a rete pubbliche o di interesse pubblico, comprensive dei relativi manufatti di servizio, parimenti essenziali e non diversamente localizzabili, purché risultino coerenti con gli obiettivi del presente Piano e con la pianificazione degli interventi di mitigazione. Il progetto preliminare di nuovi interventi infrastrutturali, che deve contenere tutti gli elementi atti a dimostrare il possesso delle caratteristiche sopra indicate anche nelle diverse soluzioni presentate, è sottoposto al parere vincolante dell'Autorità di Bacino".

Ai fini della fase di sviluppo del progetto si terrà conto delle indicazioni del PAI. Si evidenzia che la posa del cavidotto terrestre è prevista lungo la viabilità esistente, mediante posa al di sotto del manto stradale. Studi geologici ed ingegneristici di dettaglio saranno in ogni caso condotti per definire le caratteristiche del sottosuolo ed adottate le eventuali misure necessarie al fine di garantire la piena compatibilità del progetto con le indicazioni del PAI, laddove necessario.

La figura di seguito riportata mostra la pericolosità geomorfologica, in arancione, con particolare riferimento alla pericolosità da frane, indicata dal PAI.

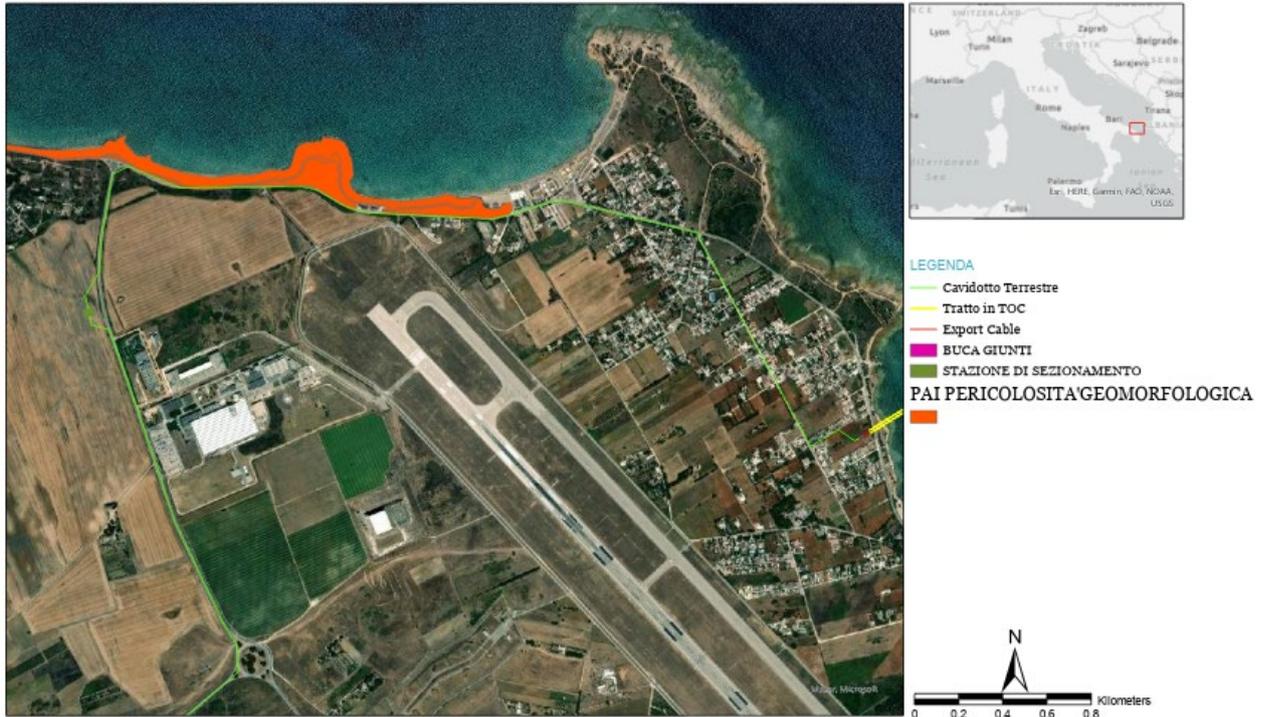


Figura 5.21 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) Pericolo geomorfologico. Fonte: Puglia

Il punto di approdo del cavidotto sottomarino ubicato in prossimità della costa non interessa aree soggette a pericolo geomorfologico. Relativamente al cavidotto terrestre si segnala un'area caratterizzata da pericolosità geomorfologica classificata come "bassa", lungo la strada provinciale SP41, non interessata direttamente dalle opere a progetto.

5.9.4 Carta della natura della regione Puglia

Il Sistema Informativo "Carta della Natura", redatto da ISPRA ai sensi della Legge 394/91 in collaborazione con ARPA, Regioni ed Anti Parco, costituisce un valido strumento a supporto del monitoraggio dello stato di conservazione degli habitat presenti nel territorio regionale.

In termini generali, il territorio della Regione Puglia si caratterizza come una regione in cui prevale la componente antropica ed agricola a discapito della componente naturale. Quest'ultima risulta presente ma limitata e frammentata sul territorio, ad eccezione dei complessi naturali localizzati sul Gargano e sui Monti Dauni (hot spot di biodiversità).

Le tipologie oliveti, colture intensive ed estensive, vigneti e centri urbani (5 tipologie su 80) da sole costituiscono quasi l'80% dell'intero territorio regionale.

Secondo le definizioni di ISPRA il valore dell'indice di sensibilità ecologica fornisce un indice del rischio di degrado ecologico ambientale considerando il livello di frammentazione dei sistemi ecologici ad elevata naturalità presenti. Il valore ecologico, invece, è la misura della qualità di ciascuna unità Fisiografica di paesaggio dal punto di vista ecologico- ambientale tenuti in considerazione aspetti quali la naturalità, la rarità di paesaggio ed ecosistemica, la molteplicità ecologica e l'eventuale presenza di aree protette.



Indici complessivi di valutazione



Figura 5.22 Mappa delle classi del Valore Ecologico Regione Puglia - dettaglio Porto di Brindisi, in blu il percorso dei cavidotti. Fonte: Carta della Natura ISPRA



Indici complessivi di valutazione

Sensibilità Ecologica

- Molto bassa
- Bassa
- Media
- Alta
- Molto alta
- Non valutato

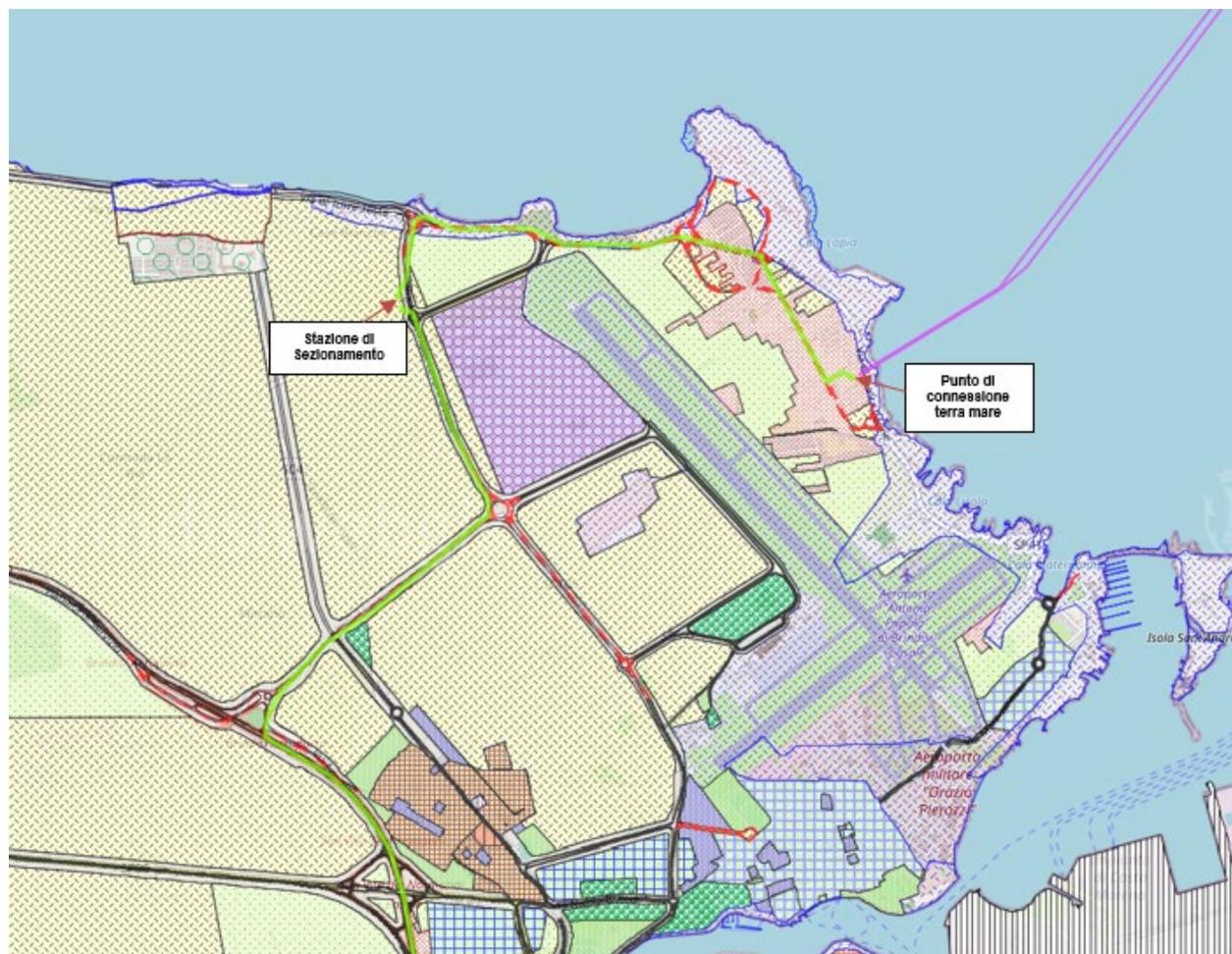
Figura 5.23 Mappa delle classi di Sensibilità Ecologica Regione Puglia - dettaglio Porto di Brindisi, in blu il percorso dei caviodotti. Fonte: Carta della Natura ISPRA

Come mostrato dalle precedenti immagini, estratte dal servizio web Carta della Natura in relazione alla regione Puglia, il valore ecologico e sensibilità ecologica nell'area prospiciente al punto di approdo risultano essere nulli in relazione alla destinazione d'uso del suolo destinato ad attività antropiche.

5.9.5 Piano regolatore generale (PRG) di Brindisi

Il Piano Regolatore Generale del comune di Brindisi è stato adottato con deliberazione n.6 del 10/1/1980 e approvato successivamente ai sensi della L.S. n. 1150/42 e della L.R della Puglia n.11/81 con delibere G:R. N.7008 del 5/7/1985; n.5558 del 7/6/1988 e n.10929 del 28/12/1988.

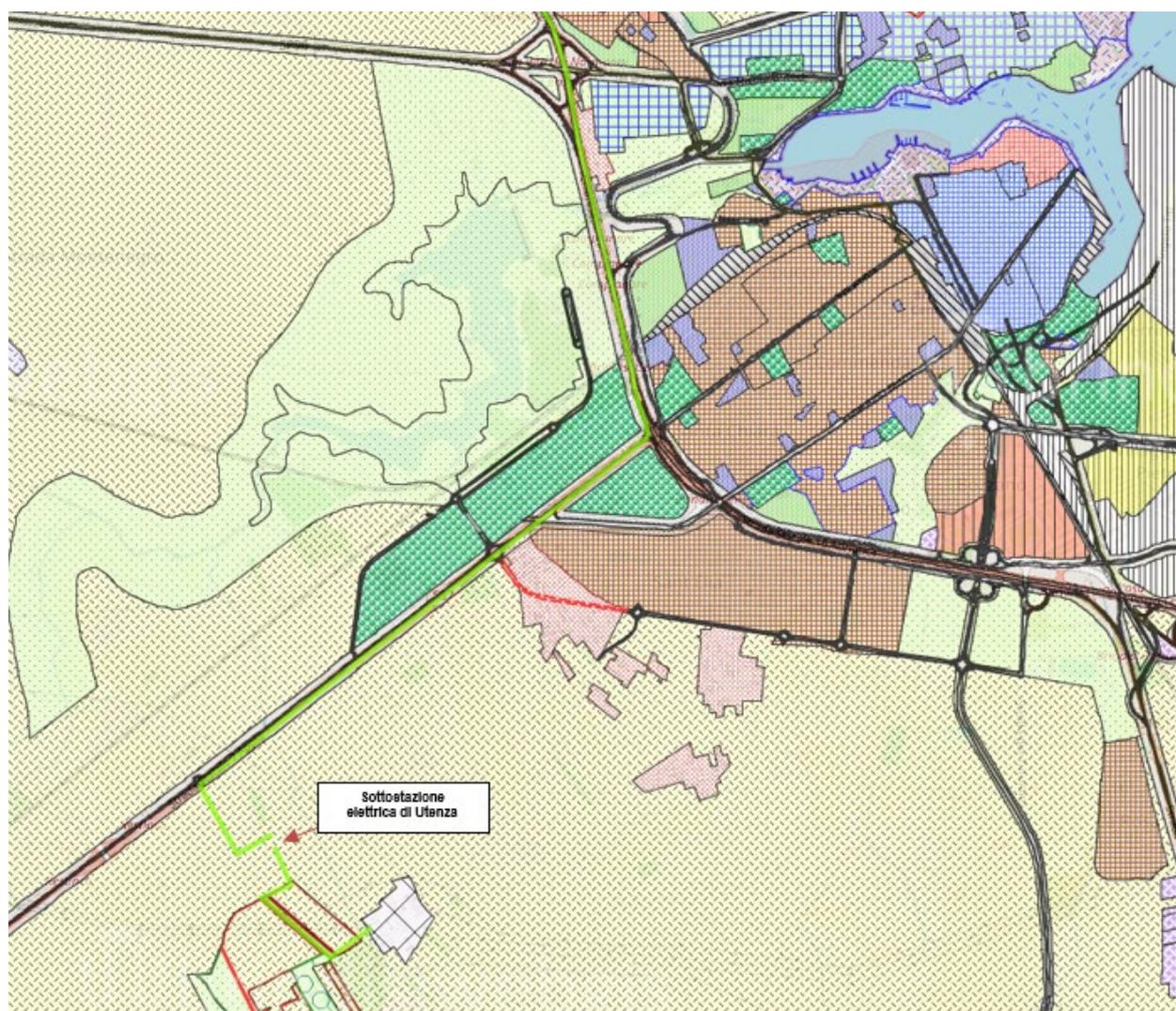
Le figure seguenti sono estratte dalla cartografia disponibile sul portale web del Comune di Brindisi e mostrano l'ubicazione del punto di approdo, e delle opere a progetto.



TIPIZZAZIONE DI PRG



Figura 5.24 Estratto cartografico da Piano Regolatore Generale (PRG) Tavola 01. Fonte: brindisiwebgis.it. Figura 1 di 2



TIPIZZAZIONE DI PRG



Figura 5.25 Estratto cartografico da Piano Regolatore Generale (PRG) Tavola 01. Fonte: brindisiwebgis.it. Figura 2 di 2

Come si evince dalle immagini sopra riportate, il punto di giunzione terra mare si trova in area definita dal Piano Regolatore come “Zona di recupero degli insediamenti abusivi Legge 45/85”, mentre sia la stazione di sezionamento che la sottostazione elettrica di utenza sono collocate all’interno di una zona a destinazione d’uso agricola (Zona E).

In considerazione della natura del progetto e dell’iter autorizzativo al quale sarà sottoposto, in particolare al rilascio dell’autorizzazione unica che costituisce laddove necessaria variante allo strumento urbanistico, non si evidenziano elementi di particolare criticità.

6 MODALITA' DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE

6.1 PARTE MARITTIMA

6.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti

La disponibilità di aree portuali in prossimità del sito di installazione è una condizione essenziale per lo sviluppo del Progetto. Le aree portuali identificate devono essere dotate di aree a terra ed a mare da poter dedicare alle operazioni di assemblaggio delle strutture galleggianti che devono essere eseguite prevalentemente in banchina e/o in bacino.

Nelle fasi successive del Progetto verrà sviluppata un'analisi dedicata delle aree portuali disponibili al fine di identificare la più idonea per lo scopo.

6.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione

Nella presente fase di progettazione, non essendo ancora stata definitivamente sviluppata la progettazione delle strutture galleggianti su cui verranno installate le turbine eoliche, per l'installazione di turbine eoliche galleggianti presso il sito offshore, si possono preliminarmente identificare le seguenti fasi:

- ✓ Fase 1: assemblaggio della struttura galleggiante;
- ✓ Fase 2: varo della struttura galleggiante ed eventuale trasporto via mare qualora l'area di assemblaggio dei galleggianti e l'installazione delle turbine eoliche siano differenti;
- ✓ Fase 3: sollevamento ed installazione della turbina eolica sulla piattaforma galleggiante;
- ✓ Fase 4: trasporto via mare delle turbine eoliche su piattaforma galleggiante verso il sito di installazione offshore;
- ✓ Fase 5: messa in servizio delle turbine eoliche al sito.

Lo sviluppo della sequenza preliminare riportata sopra è strettamente legato alla disponibilità ed alla presenza al sito di mezzi navali (i.e. rimorchiatori, installation vessel, ecc.) in assistenza alle operazioni.

6.1.3 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante

La disponibilità di aree dedicate, a terra ed a mare, per l'assemblaggio così come per il varo della piattaforma galleggiante congiuntamente con la disponibilità di mezzi per il rimorchio al sito sono condizioni essenziali per il Progetto.

Questa tipologia di strutture galleggianti è normalmente composta da vari elementi modulari, che richiedono mezzi di sollevamento normalmente disponibili nella maggior parte dei siti produttivi.

6.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante

I componenti costituenti la turbina eolica saranno movimentati per mezzi di adeguate attrezzature come gru mobili o moduli di trasporto semoventi per carichi pesanti. Sarà così garantito la movimentazione dei componenti in totale sicurezza ed il loro stoccaggio.

Inizialmente verrà installata la torre sulla struttura galleggiante e, successivamente, la navicella, che sarà posizionata sulla parte superiore della torre stessa.

6.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino e l'installazione di turbine eoliche galleggianti

Il trasporto dell'intera struttura dall'area di assemblaggio fino al sito di installazione offshore avverrà per mezzo di rimorchiatori convenzionali normalmente disponibili in area portuale.

Per quanto concerne invece l'installazione del sistema di ancoraggio, questa operazione sarà eseguita tramite un'imbarcazione adatta alla tipologia di ancoraggio da installare. L'identificazione del mezzo necessario per svolgere tale operazione sarà svolta nelle fasi successive di progetto.

6.1.6 Cavo elettrico di collegamento tra le turbine

La tecnologia utilizzata prevista allo stato attuale per la connessione tra le turbine che compongono una stringa sarà quella del cosiddetto cavo dinamico o *lazy-wave cable* il quale prevede un approccio al fondale a seguito di una serie di curvature dovute all'utilizzo di boe di sostegno. Questa soluzione riduce gli sforzi meccanici al quale il cavo sarebbe sottoposto e da maggiore libertà di assestamento nei movimenti. Nella Figura 6.1 sottostante vengono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

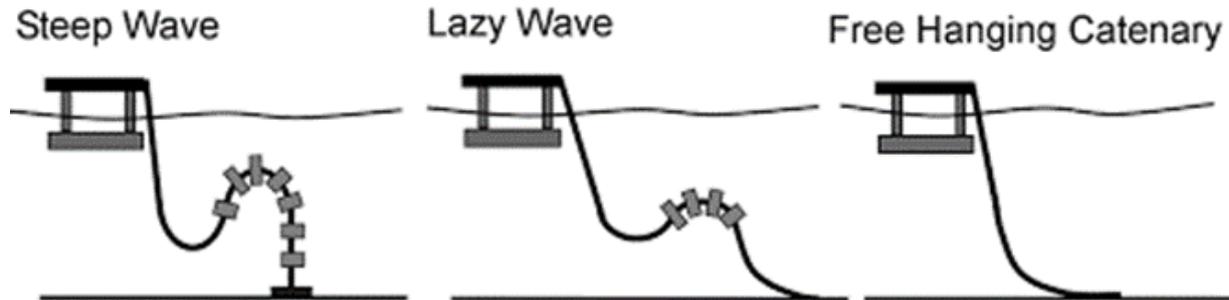


Figura 6.1 Standard di cablaggio sottomarino

6.1.7 Procedura di posa dei cavi elettrici sul fondale marino

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

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

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

6.1.8 Approdo

Come anticipato al paragrafo 4.1.3.3, l'approdo a terra dei cavi marini è previsto tramite canalizzazione sotterranea ottenuta tramite TOC. I cunicoli ottenuti, che saranno dimensionati per garantire adeguata areazione e capacità di dissipazione termica ai cavi, avranno una lunghezza massima di circa 1 km dal punto di inserimento sottomarino fino al punto di giunzione a terra. Il distanziamento limite tra i cavi per lo sbarco a terra è stato valutato in maniera preliminare pari a 10 m.

6.2 PARTE TERRESTRE

6.2.1 Buca Giunti

In accordo con la linea guida "Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance" approvata dall'ente TÜV SÜD e l'attuale pratica ingegneristica, il punto di giunzione tra cavi marini e cavi terrestri sarà localizzato in prossimità della costa e sarà formato da una buca giunti interrata, da realizzarsi generalmente in cemento, le cui dimensioni indicative saranno di circa 25 x 4 x 2 m (L x L x P).

Eventuali successivi studi, avvalorati dalla collaborazione con il futuro fornitore dei cavi, riguardanti l'interazione termica ed elettromagnetica tra i singoli cavi, potranno condurre alla rimodulazione delle dimensioni di tale manufatto.

6.2.2 Stazione di Sezionamento

A seguito della giunzione con i cavi marini, è previsto un percorso interrato dei cavi terrestri 220 kV per una distanza di circa 3.5 km su strade esistenti fino alla Stazione di Sezionamento.

La Stazione di Sezionamento è stata prevista per eventuali operazioni di manutenzione o riparazione della linea 220 kV onshore, evitando quindi un eventuale intervento di sezionamento della linea direttamente dalla sottostazione elettrica offshore.

Per la Stazione di Sezionamento, che avrà dimensioni indicative in pianta di circa 30 X 40 m (L x L) e una altezza pari a circa 14 m, si prevede di utilizzare moduli ibridi (il termine "ibrido" sta ad indicare una combinazione fra una tradizionale apparecchiatura isolata in aria (AIS) e un più recente modulo blindato isolato in gas SF6 (GIS), che sfrutta quindi i vantaggi delle due diverse tecnologie. Questa soluzione ibrida utilizza gli apparecchi di manovra isolati in gas già esistenti, provati e sperimentati, ma anche una sbarra AIS convenzionale.

L'area ospitante dovrà essere di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento degli stalli a 220 kV, degli edifici contenenti il sistema di protezione, comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Nella Figura 6.2 è presente una vista della Stazione di Sezionamento.

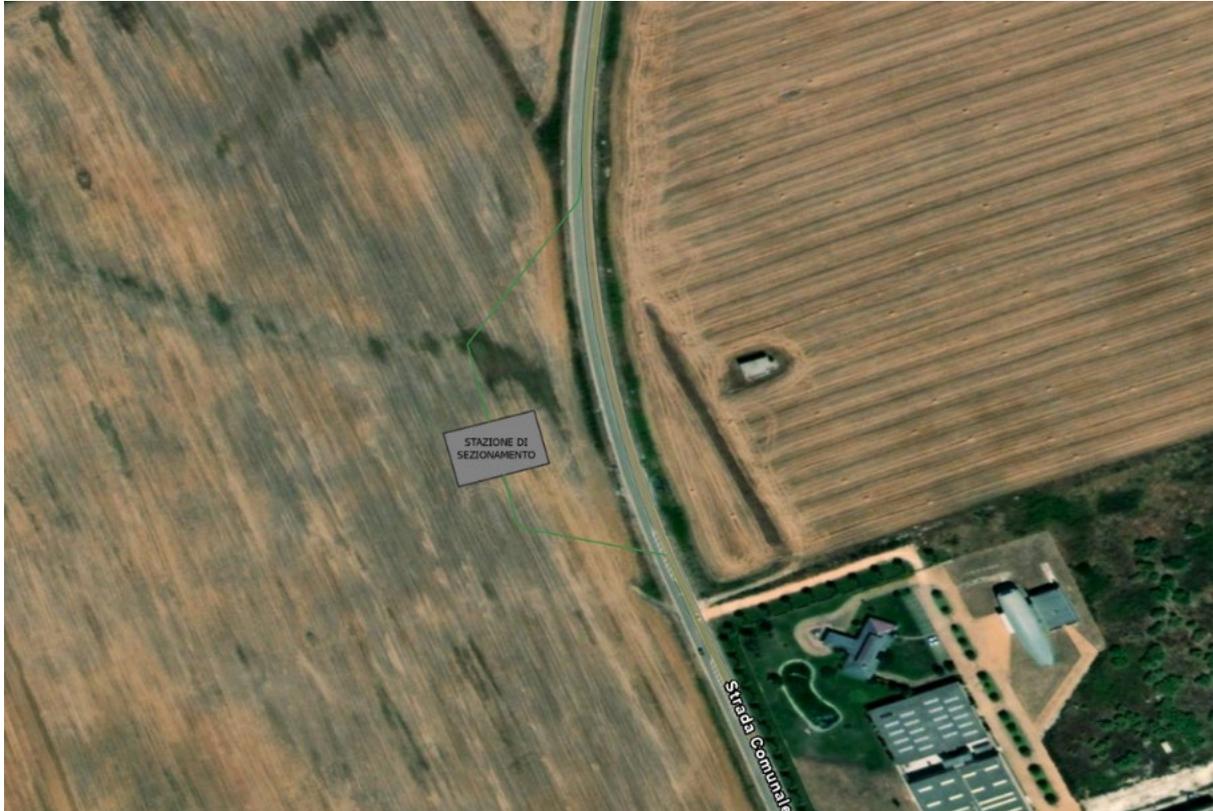


Figura 6.2 Vista della Stazione di Sezionamento

6.2.3 Linea di Connessione a 220 kV

La linea di connessione alla RTN a 220 kV sarà lunga circa 10 km: nella Figura 6.3 è presente il percorso preliminare del cavidotto a 220 kV e il posizionamento della Sottostazione Elettrica di Utenza per la connessione alla RTN.

La linea di connessione prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche limitando il passaggio sulle proprietà private, se non dove assolutamente necessario, e nei centri abitati di elevato pregio architettonico.

Il layout di posa e il routing definitivo saranno da valutare in maniera approfondita a seguito di sopralluoghi specifici e in collaborazione con il fornitore dei cavi. Si ipotizza preliminarmente che nelle parti dove il cavidotto dovrà affrontare strade con tornanti molto accentuati si valutino, sempre in accordo con il fornitore, eventuali deviazioni del percorso.

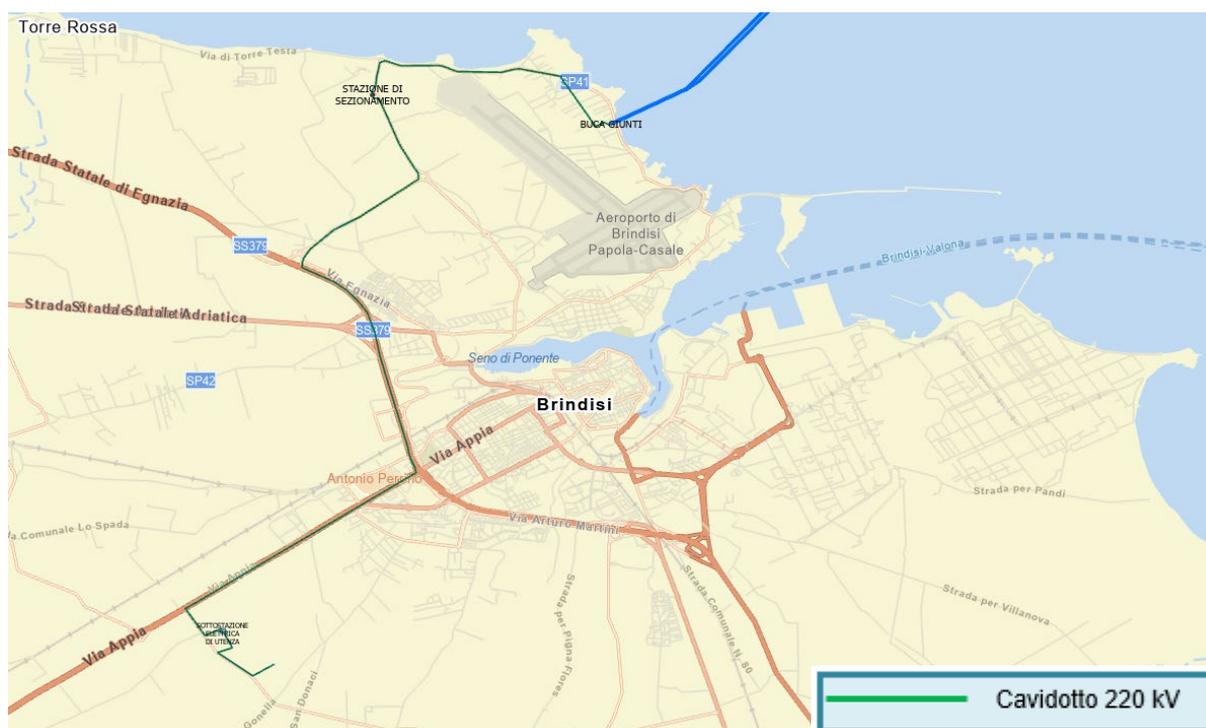


Figura 6.3 Percorso preliminare cavidotto a 220 kV fino alla SE RTN

6.2.4 Sottostazione Elettrica di Utenza

La Sottostazione Elettrica di Utenza di trasformazione elettrica AAT/AAT sarà posizionata in prossimità del punto in cui ci sarà la connessione al nodo di Terna. In detta stazione avverrà l'innalzamento del livello di tensione AAT/AAT da 220 kV a 380 kV tramite autotrasformatori. L'area ospitante (vedi Figura 6.4) avrà dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 220 kV, degli edifici contenenti il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

L'area individuata avrà una estensione pari a circa 3.000 m².



Figura 6.4 Vista della Sottostazione Elettrica di Utenza

7 ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO

Una volta che la fase di costruzione è terminata, viene avviato, tramite il processo di start up, il nuovo impianto eolico offshore. Al fine di garantire il supporto logistico necessario, il parco eolico offshore richiede un'infrastruttura portuale come supporto logistico per le operazioni di manutenzione.

Gli elementi offshore che saranno mantenuti attivi durante l'intero ciclo di vita dell'impianto sono:

- a. Gli aerogeneratori;
- b. Le opere di galleggiamento e ancoraggio;
- c. Le relative connessioni elettriche;
- d. Il cavo sottomarino.

Tali elementi offshore, come precedentemente indicato, saranno oggetto di manutenzione durante l'intero ciclo di vita dell'impianto.

Gli elementi onshore che saranno mantenuti attivi durante l'intero ciclo di vita dell'impianto sono:

- a. La linea interrata;
- b. La Sottostazione Elettrica di Utenza;
- c. Le interconnessioni elettriche accessorie.

Tali elementi onshore, come precedentemente indicato, saranno oggetto di manutenzione durante l'intero ciclo di vita dell'impianto.

Le operazioni di manutenzione si possono suddividere in manutenzione programmata/correttiva leggera e manutenzione straordinaria. La manutenzione programmata, oltre ad essere pianificata dal gestore dell'impianto, è condotta secondo le specifiche tecniche dei fornitori dei vari componenti ed accessori che compongono gli impianti eolici. Il programma di manutenzione programmata è condiviso con le Autorità marittime preposte se prevede spostamenti e trasporto di accessori e componenti via mare oppure attività offshore nei pressi del parco eolico.

7.1 MANUTENZIONE ORDINARIA

L'infrastruttura per le attività di manutenzione ordinaria è essenzialmente una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, gli accessori, i materiali ed il personale specializzato per le differenti tipologie di intervento richiesto. Attraverso la stessa base logistica verranno temporaneamente stoccate le eventuali attrezzature ed elementi difettosi per essere reindirizzate alle destinazioni appropriate.

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

- a. Magazzini per lo stoccaggio dei materiali;
- b. Officine tecniche per l'eventuale sistemazione e/o assemblaggio/disassemblaggio degli elementi del parco eolico;
- c. Piazzuole per lo stoccaggio dei rifiuti;
- d. Uffici amministrativi;
- e. Area di banchina;
- f. Molo per l'attracco delle navi.

7.2 MANUTENZIONE STRAORDINARIA

La manutenzione straordinaria consiste nella sostituzione degli elementi principali della turbina eolica (pale, generatore, cuscinetti principali, ecc.) e può estendersi anche agli elementi di ancoraggio (sostituzione della catena, sostituzione totale della linea e relativa ancora) e i cavi di collegamento dinamici tra le turbine (rottura). Tali operazioni non sono pianificate e richiedono l'utilizzo di risorse adeguate all'entità dell'intervento e quanto meno una specifica logistica marittima. Nel caso di utilizzo di tecnologia di fondazione con piattaforma galleggiante è possibile consentire il rientro della turbina eolica in avaria sulla terraferma per la realizzazione di determinate operazioni (altre tecnologie invece necessitano la mobilitazione di nave o jack-up).

8 DISMISSIONE DELLE OPERE

La fase di dismissione delle opere offshore sarà suddivisa in macro-attività e prevede:

- a. Il disassemblamento a mare degli aerogeneratori dai sistemi di ancoraggio e galleggiamento;
- b. Il trasporto degli aerogeneratori fino all'area portuale designata;
- c. Lo smontaggio degli aerogeneratori e delle apparecchiature annesse e connesse;
- d. Il conferimento ad impianti idonei per il conseguente riciclo e/o smaltimento dei materiali prodotti.

La fase di dismissione delle opere onshore sarà suddivisa in macro-attività e prevede:

- a. La dismissione della Stazione Elettrica di Utenza;
- b. Il ripristino dello stato delle aree occupate a terra;
- c. Il conferimento ad impianti idonei per il conseguente riciclo e/o smaltimento dei materiali prodotti.

Durante la fase di dismissione del Progetto (ma anche, in minor misura, durante le attività di manutenzione), i componenti elettrici dismessi (o sostituiti) verranno smaltiti secondo la direttiva europea WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment, mentre, gli elementi in metallo, in materiali compositi ed in plastica rinforzata (GPR) verranno riciclati. I diversi materiali da costruzione se non riutilizzati, verranno quindi separati e compattati al fine di ridurre i volumi e consentire un più facile trasporto ai centri di recupero.

Il conferimento e la tipologia di riciclaggio saranno associati a ciascuna tipologia di materiale:

- a. le linee di ancoraggio, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature della piattaforma galleggiante, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate;
- b. la biomassa accumulatasi sulle strutture durante il ciclo di vita del parco sarà raccolta e successivamente smaltiti;
- c. le componenti elettriche, se non possono essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate.

Il Progetto dovrà porre particolare attenzione alla gestione e successiva dismissione di qualsiasi elemento che contenga lubrificanti e olio, al fine di azzerare gli spill accidentali e i conseguenti danni ambientali, eventuali residui di olio o lubrificante saranno gestiti secondo le normative in vigore.

I cavi di collegamento tra le turbine ed i cavi contenuti all'interno del cavidotto sottomarino saranno trasportati all'unità di pretrattamento in impianto autorizzato per la macinazione, la separazione elettrostatica e quindi la valorizzazione dei sottoprodotti come materia prima secondaria (rame, alluminio e plastica).

8.1 CE - CIRCULAR ECONOMY

All'interno delle risorse energetiche mondiali, l'energia eolica assume un ruolo sempre più importante e la costruzione di parchi eolici offshore e onshore necessita dell'utilizzo di grandi quantità di materie prime. Tale utilizzo comporta potenzialmente un impatto sull'ambiente e pertanto i progetti di costruzione di parchi eolici offshore dovranno avvalersi di una strategia adeguata che tuteli l'ambientale e rispetti i principi di eco compatibilità della CE (Circular Economy).

A tal proposito, la direttiva UE definisce la progettazione ecocompatibile come "*l'integrazione degli aspetti ambientali nella progettazione allo scopo di migliorare le prestazioni ambientali dei prodotti durante l'intero ciclo di vita*" (UE, 2009).

La progettazione degli aerogeneratori, e di tutti gli accessori ad essi connessi, rispetteranno strategie di eco-design, basate sull'utilizzo di materie prime seconde, ottenute per mezzo di tecniche di riciclaggio senza perdite di qualità e quindi di declassamento dello stesso materiale. Inoltre, sarà utilizzata la migliore tecnologia disponibile a basso consumo energetico durante la fase di esercizio, senza l'utilizzo di contenitori pericolosi che possano poi ostacolare il riciclaggio finale. La progettazione dovrà prevedere anche la possibilità di smontaggio delle unità assemblate per eventuali aggiornamenti o sostituzioni.

Al fine di raggiungere una maggiore tutela ambientale in tutte le fasi di vita del progetto, la progettazione dovrà adottare il modello di CE (Circular Economy), con la consapevolezza che anche la crescita economica generabile dall'uso delle energie rinnovabili è intrinsecamente collegata al riciclo dei materiali.

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] Linea guida “*Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance*” - TÜV SÜD
- [2] P0033598-1-M1 - Schema a blocchi del sistema elettrico di impianto – RINA Consulting S.p.A.
- [3] P0033598-3-M3- Carta Batimetrica - RINA Consulting S.p.A.
- [4] P0033598-3-M4 - Carta dei vincoli territoriali ed ambientali per le opere a terra - RINA Consulting S.p.A.
- [5] P0033598-3-M5 - Carta dei vincoli territoriali ed ambientali per le opere a mare - RINA Consulting S.p.A.
- [6] Elaborato Grafico A0
- [7] Modello Domanda D1
- [8] Relazione Tecnica



RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.