

DGM GLOBAL S.r.l.
VIA STEFANO JACINI 28 - 70125 Bari (BA)

**PROGETTO PRELIMINARE PER LA REALIZZAZIONE DI
UN PARCO EOLICO OFFSHORE A LARGO DI SANTA
MARIA DI LEUCA
675 MW**



Tecnico
ing. Danilo POMPONIO

Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Collaborazioni
arch. Valentina MASTROMARINO
ing. Marco D'ARCANGELO
ing. Antonio DI COSOLA
ing. Giuseppe TEDESCHI
geol. Lucia SANTOPIETRO
ing. Tommaso MANCINI
ing. Martino LAPENNA
dott.ssa ecologa marina Eleonora MELIADÒ

Responsabile Commessa
ing. Danilo POMPONIO



ELABORATO		TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA		
01		RELAZIONE GENERALE	22146	P		
			CODICE ELABORATO			
			DC22146P-01			
REVISIONE		Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
00			-	-		
			NOME FILE	PAGINE		
			DC22146P-01.doc	68+copertina		
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato	
00	28/12/2022	Emissione	D'Arcangelo	Mastromarino	Pomponio	
01						
02						
03						
04						
05						
06						

INDICE

1. CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO	3
1.1 Quadro della transizione energetica	3
1.2 Green deal Europeo.....	3
1.3 Programma di sviluppo italiano delle energie rinnovabili.....	4
2. INQUADRAMENTO DEL PARCO EOLICO OFFSHORE A LARGO DI SANTA MARIA DI LEUCA	6
2.1 Premessa.....	6
2.2 Generalità delle opere	8
2.2.1 Sistema di supporto galleggianti.....	8
2.2.1.1 Piattaforme galleggianti.....	9
2.2.1.2 Linee di ancoraggio.....	11
2.2.1.3 Ancore con trasciamnetto incorporato (Drag Anchors)	12
2.2.1.4 Ancore a gravità (Deadweights).....	12
2.2.1.5 Pali infissi (Drilled Piles).....	13
2.2.1.6 Pali aspirati (Suction Buckets).....	13
2.2.1.7 Pali ad elica avvitati (Helical piles)	14
2.2.2 Ubicazione parco eolico off-shore	15
2.2.3 Contesto amministrativo	18
2.2.4 Inquadramento ambientale	20
2.2.4.1 Inquadramento geologico e geomorfologico	20
2.2.4.2 Inquadramento batimetrico.....	24
2.2.4.3 Inquadramento idrologico ed idrogeologico.....	24
2.2.4.4 Inquadramento meteomarinario	28
2.2.4.5 Inquadramento degli habitat e dei biotipi.....	29
2.2.4.6 Inquadramento vincolistico ambientale	32
2.2.4.7 Inquadramento delle interferenze antropiche	33
2.2.4.7.1 Attività di pesca.....	33
2.2.4.7.2 Traffico marittimo	35
2.2.4.7.3 Ostacoli alle attività aeronautiche civili e militari	35
2.2.4.7.4 Asservimenti infrastrutturali.....	37
2.2.4.7.5 Titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare.....	39
3. ELEMENTI COSTITUTIVI DEL PROGETTO.....	40
3.1 Elementi off-shore	40
3.1.1 Turbina eolica.....	40
3.1.2 Piattaforma galleggiante	43
3.1.3 Sistema di ormeggio ed ancoraggio aerogeneratori	45
3.1.4 Stazione di trasformazione off-shore	46
3.1.5 Cavidotti marini inter-array	47
3.1.6 Cavidotti marini di vettoriamento	51
3.2 Elementi on-shore	53
3.2.1 Pozzetto di giunzione allo sbarco	53
3.2.2 Cavidotto terrestre.....	53

3.2.3	Sottostazione elettrica on-shore	56
3.2.4	Cavidotto AT 380 kV	59
4.	MODALITA' DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO OFFSHORE	60
4.1	Elementi offshore	60
4.1.1	Sito di ssemblaggio delle turbine	60
4.1.2	Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante	61
4.1.3	Procedura di posa dei cavi elettrici sul fondale marino	62
4.1.4	Sbarco	62
4.2	Elementi onshore	63
4.2.1	Pose delle condotte	63
4.2.2	Sottostazione elettrica onshore	65
5.	MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	66
6.	PIANO DI DISMISSIONE	66
7.	CRONOPROGRAMMA	67

1. CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO

1.1 Quadro della transizione energetica

Nel quadro generale della transizione energetica, il 75% delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE è riconducibile alla produzione e all'uso di energia. La trasformazione del settore energetico è una condizione fondamentale per mettere l'UE sulla buona strada verso la neutralità climatica entro il 2050, come convenuto dai leader europei nel dicembre 2019 nello spirito dell'accordo di Parigi.

Il Consiglio Europeo del 23 e 24 ottobre 2014 ha approvato il quadro per il clima e l'energia 2030, che fissa tre principali obiettivi:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990;
- La copertura del 27% dei consumi finali lordi di energia con le fonti rinnovabili;
- un miglioramento almeno del 27% dell'efficienza energetica, rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007 (nella proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica, formulata alla fine del 2016, la Commissione propone di innalzare l'obiettivo al 30%)

1.2 Green deal Europeo

Attraverso il Green Deal europeo e le sue iniziative, l'UE si sta adoperando per la decarbonizzazione del settore energetico.

Per garantire che l'energia rinnovabile offshore possa contribuire a raggiungere gli ambiziosi obiettivi energetici e climatici dell'UE per il 2030 e il 2050, la Commissione ha pubblicato una strategia UE specifica sull'energia rinnovabile offshore (COM(2020)741) del 19 novembre 2020 che propone modalità concrete per sostenere lo sviluppo sostenibile a lungo termine di questo settore. La strategia fissa obiettivi per una capacità installata di almeno 60 GW di energia eolica offshore e 1 GW di energia oceanica entro il 2030, e 300 GW e 40 GW, rispettivamente, entro il 2050.

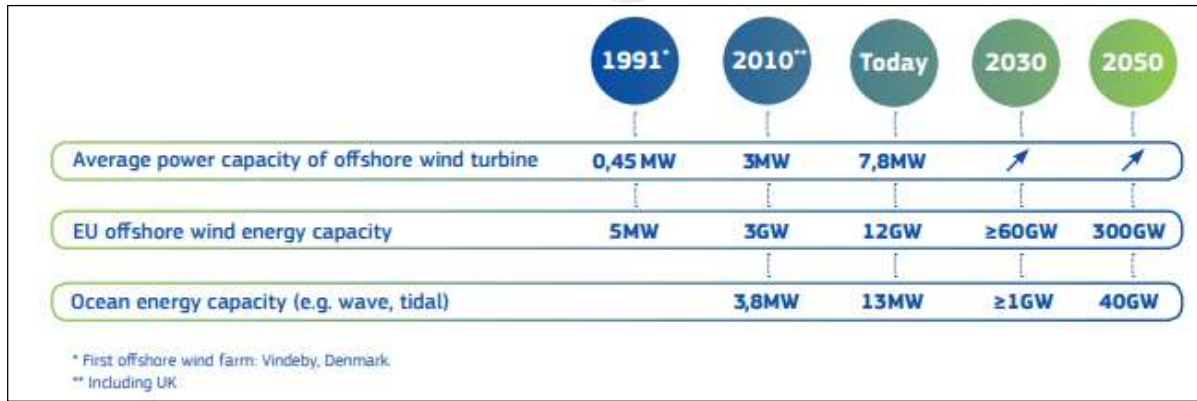


Figura 1.1 – Obiettivi europei sulla potenza installata. (Fonte: EU Offshore Renewable Energy Strategy).

Per massimizzarne l'impatto, la strategia dell'UE in materia di energie rinnovabili offshore va al di là di una definizione ristretta dei fattori di produzione di energia e affronta questioni più ampie, quali:

- accesso allo spazio marino;
- cooperazione regionale e internazionale;
- dimensioni industriali e occupazionali;
- trasferimento tecnologico dei progetti di ricerca dal laboratorio alla pratica.

L'attuazione della strategia è in corso e ha portato nel 2021 alla conferenza offshore per i ministeri e le autorità pubbliche, che si è concentrata sugli investimenti, l'accettazione pubblica e l'autorizzazione e la pianificazione delle infrastrutture offshore e della rete. Gli investimenti necessari per i target prefissati dall'Unione sono ingenti. Si stima che saranno necessari al 2050 800 miliardi di euro, circa due terzi per l'infrastruttura di rete e un terzo per la produzione di energia elettrica offshore.

1.3 *Programma di sviluppo italiano delle energie rinnovabili*

In attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio - 11 dicembre 2018, è stato predisposto il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (pubblicato il 31/12/2018, sottoposto a consultazione pubblica fino al 5 maggio 2019 e da trasmettere alla Commissione europea entro la fine del 2019).

In tale Proposta di Piano sono stati rimodulati con orizzonte al 2030 gli obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile. Per il settore eolico off-shore è previsto un obiettivo di crescita di 300 MW per il 2025 e di 900 MW per il 2030. (cfr. pag. 46 della proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima).



Precedentemente, con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 era stata adottata la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), il piano per gestire la transizione del sistema energetico italiano verso nuovi obiettivi al 2030.

La SEN prevede azioni di:

- **competitività:** è necessario continuare a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, ai fini di migliorare la competitività del Paese, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- **sostenibilità:** il raggiungimento dei target degli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, deve avvenire in modo sostenibile, in linea con i traguardi stabiliti dalla COP21;
- **sicurezza:** il miglioramento continuo nella garanzia degli approvvigionamenti e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, sono condizioni imprescindibili per rafforzare l'indipendenza energetica dell'Italia.

I target previsti dalla SEN, specifici per i singoli settori di riferimento sono così riassumibili:

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali di circa 10 Mtep al 2030 rispetto allo scenario base (108 Mtep anziché 118);
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015 (il target del 30% è invece indicato nella proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima del 2018 di cui si è detto in precedenza).

Il raggiungimento degli obiettivi previsti presuppone la concomitanza di alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- **infrastrutture e semplificazioni:** la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- **costi della transizione:** grazie all'evoluzione tecnologica e a un'attenta regolazione è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili; per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti

e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza;

- compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio: la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti; accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;
- effetti sociali e occupazionali della transizione: fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

A fronte delle esigenze individuate dalla SEN, per quanto concerne il contributo che la fonte eolica può dare, va osservato che la riduzione dello spazio disponibile per l'installazione di nuovi impianti sul territorio nazionale ed il frequente dissenso sociale nei confronti di nuove installazioni capaci di generare inaccettabili alterazioni del paesaggio, comporta lo spostamento delle attenzioni verso sistemi eolici installabili in mare.

Ad oggi, notevole avversione è stata comunque manifestata anche contro tali impianti, in quanto proposti in siti visibili dalla costa e quindi soggetti a forti impatti visivi oltre che interferenti con attività antropiche di notevole importanza economica per i territori costieri (turismo, pesca ed attività connesse).

Si ritiene di conseguenza obbligata la scelta di posizionare tali impianti in acque lontane, riducendo così al minimo gli impatti visivi ed ambientali delle installazioni ed eliminando quasi del tutto le interferenze con altre attività marittime.

2. INQUADRAMENTO DEL PARCO EOLICO OFFSHORE A LARGO DI SANTA MARIA DI LEUCA

2.1 Premessa

L'energia eolica offshore è tra le tecnologie a fonti rinnovabili con la più alta producibilità specifica, che giustifica l'interesse governativo alla realizzazione di tali parchi eolici, al fine di conseguire gli obiettivi della neutralità climatica e l'attuale indipendenza energetica.

Nonostante tali spinte a livello governativo, l'eolico offshore, non è stato sviluppato finora in Italia principalmente a causa della vicinanza alla costa dei progetti proposti (disponibili sul sito del Ministero dell'Ambiente) che ha scaturito feedback negativi nell'opinione pubblica e negli enti responsabili delle autorizzazioni, di conseguenza tali progetti sono stati respinti.

Tale vicinanza era necessaria a causa della tecnica costruttiva della tipologia di fondazione fissa al terreno che non permetteva l'installazione delle turbine in fondali profondi.

Con il presente progetto, costituito da piattaforme galleggianti, è possibile realizzare il parco eolico a circa 39 km di distanza dalla costa, limitandone la visibilità e salvaguardando l'ambiente, le attività costiere e commerciali di trasporto navale.

La posizione del sito e le tecniche progettuali, sono state scelte a seguito di studi vincolistici di tipo ambientale, marittimo, aereo, militare e relativi alle attività di pesca, come evidenziato nello studio preliminare ambientale.

Il progetto in oggetto comprende 45 aerogeneratori con potenza unitaria di 15 MW per un complessivo di 675 MW e si colloca a circa 39 km a sud-est a largo dalle coste di Santa Maria di Leuca, nel comune di Castrignano del Capo (LE), in un'area marina con fondali profondi tra i 650 e i 750 m.

A tali profondità i fondali risultano poveri di biocenosi poiché la luce scompare a circa 100 ÷ 150 metri di profondità e ad ogni modo l'ancoraggio sarà tale da limitare al massimo l'area impegnata e minimizzando di conseguenza i possibili impatti ambientali.

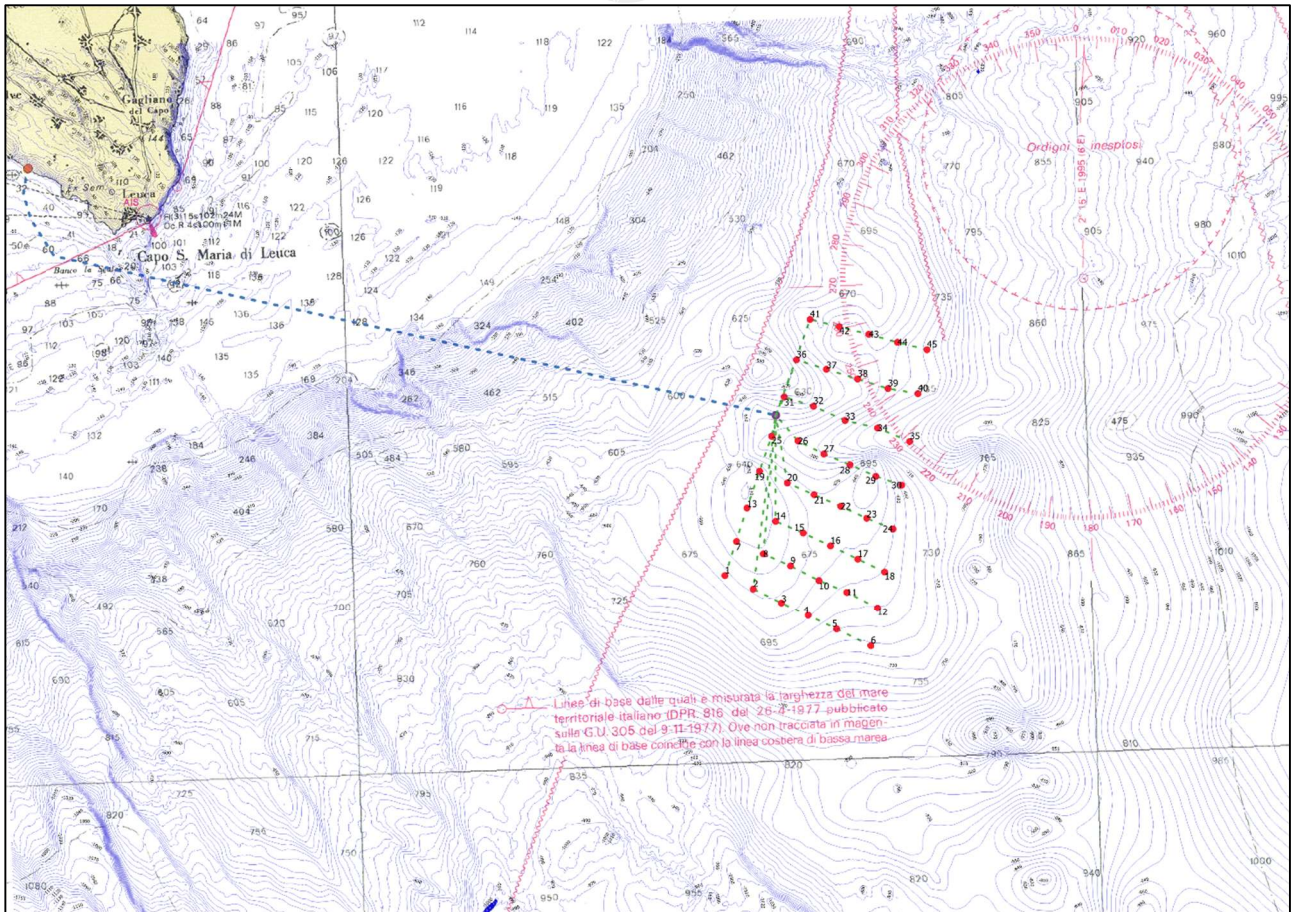


Figura 2.1 – Inquadramento del parco eolico offshore su carta nautica con curve batimetriche.

2.2 Generalità delle opere

2.2.1 Sistema di supporto galleggianti

Le turbine eoliche galleggianti (definite come FOWT: Floating Off-Shore Wind Turbine) sono un concetto nuovo con grande potenziale, in quanto consente di realizzare fondazioni per parchi eolici off-shore su fondali molto profondi, non possibile con strutture fisse (monopile o jacket), che in genere non possono essere installate in acque più profonde di 80 metri, limitandone i costi e con impatti ambientali trascurabili.

Al fine di limitare gli impatti ambientali potenzialmente generabili dagli ancoraggi degli aerogeneratori sul fondale marino, anche se in maniera puntuale, si sceglierà il sistema meno invasivo per l'ambiente, compatibilmente con le esigenze progettuali.

Una FOWT è costituita da:

1. Aerogeneratore;
2. Torre;
3. Piattaforma galleggiante;
4. Linea di ancoraggio;



5. Ancore.

In termini di "salvaguardia ambientale", sono particolare interesse le scelte inerenti alla piattaforma galleggiante, le linee di ancoraggio e le ancora, di seguito analizzata.

2.2.1.1 Piattaforme galleggianti

Le varie tipologie di piattaforme testate da progetti pilota e disponibili in commercio sono di tipo:

1. Spar;
2. Semisubmersibile;
3. Tension Leg Platform.

SPAR

Le Spar sono progettate come boe con una geometria lunga e stretta. Hanno un grande pescaggio in modo che il baricentro possa essere posizionato molto in basso per fornire stabilità, rendendo la zavorra della struttura stabilizzata. La struttura è solitamente mantenuta in posizione da catene di ormeggio, che possono essere fissate al suolo mediante diverse soluzioni di ancoraggio o pali. Un esempio della struttura di supporto galleggiante Spar per le turbine eoliche offshore è mostrata in Figura 2.2, utilizzata nel parco di Hywind Scotland.



Figura 2.2 – Piattaforma di tipo spar.

Semisubmersibile

Le Semisubmersibile sono generalmente costituite da diverse colonne cilindriche verticali in acciaio che sono collegate strutturalmente sopra e sotto la superficie dell'acqua, da tubi anch'essi con lo stesso materiale. La struttura sotto la superficie dell'acqua fornisce la galleggiabilità necessaria per l'unità. Le colonne cilindriche sono le uniche parti della struttura che sporgono dalla superficie. Le colonne strette, con una piccola area galleggiante sul piano d'acqua riducono i movimenti di sollevamento causati dalle onde.

Il sistema di ancoraggio può essere effettuato tramite cavi tesi o con catenaria.

Un esempio della struttura di supporto Semisubmersibile è mostrato in Figura 2.3, utilizzata nel parco WindFloat Atlantic.



Figura 2.3 – Piattaforma di tipo semisubmersibile.

TENSION LEG PLATFORM

Le Tension leg platform (TLP) hanno una galleggiabilità positiva e sono legate al fondo con cavi tenuti in tensione. I cavi possono essere fissati al fondo mediante ancoraggio teso, (taut moorings) ottenuti mediante l'utilizzo di strutture puntuali sul fondale (Corpi morti, Pali infissi, Pali aspirati, Pali a vite). Il sistema di ormeggio deve essere progettato per un elevato carico verticale. Un esempio della struttura di supporto TLP è mostrato in Figura 2.4.



Figura 2.4 – Piattaforma di tipo tension leg platform.



2.2.1.2 Linee di ancoraggio

Al fine di minimizzare gli impatti ambientali potenzialmente generabili dagli ancoraggi degli aerogeneratori sul fondale marino, si utilizzano diversi sistemi e, di conseguenza, sarà adottato il sistema che possa garantire le migliori performance ambientali. Oltre al sistema con catenaria, attualmente il più diffuso nelle installazioni off-shore mostrato in Figura 2.5, esiste il sistema ad ancoraggio teso, (taut moorings) ottenuto mediante l'utilizzo di strutture puntuali sul fondale (Corpi morti, Pali infissi, Pali aspirati, Pali a vite), mostrati in Figura 2.6.

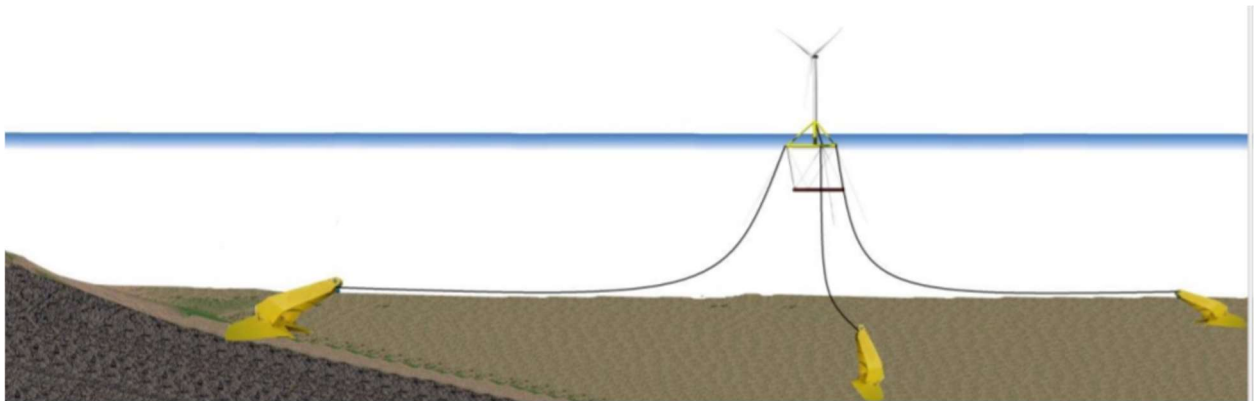


Figura 2.5 – Sistema di ancoraggio con catenaria.

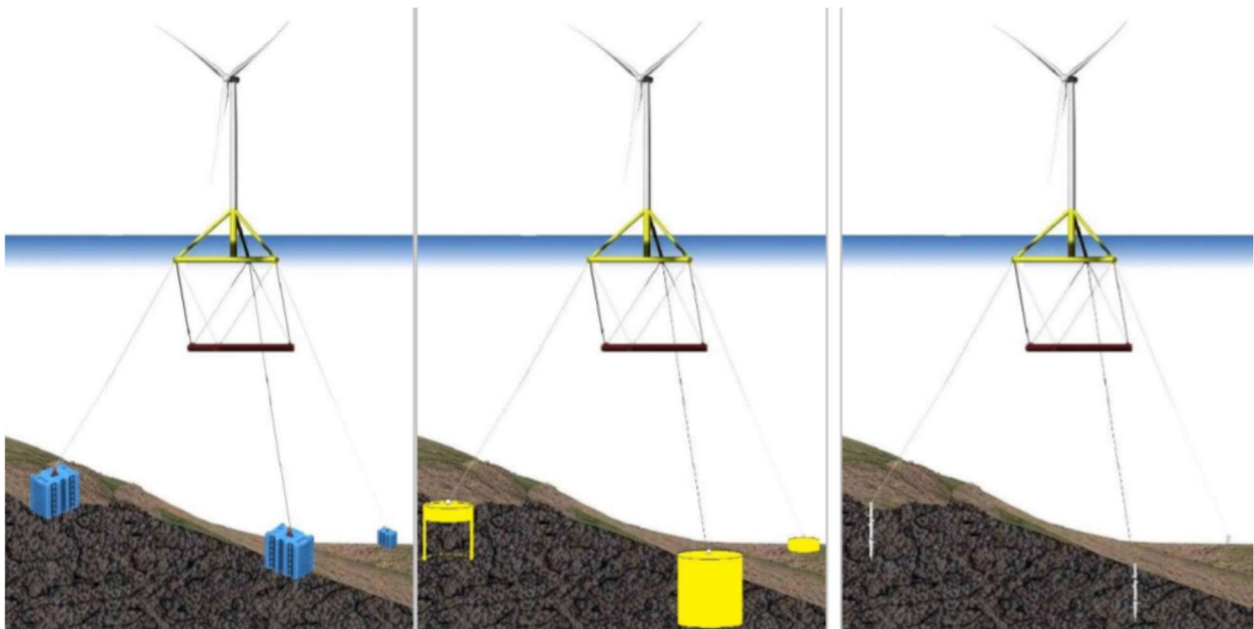


Figura 2.6 – Sistema di ancoraggio teso.

2.2.1.3 Ancore con trascinamento incorporato (Drag Anchors)

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



Figura 2.7- Ancora con trascinamento

2.2.1.4 Ancore a gravità (Deadweights)

L'ancora a gravità è la soluzione più semplice e consiste in un oggetto pesante posto sul fondo del mare per resistere a carichi verticali e/o orizzontali. La capacità di tenuta deriva principalmente dal peso dell'ancora e in parte dall'attrito tra l'ancora e il suolo. Di solito sono fabbricati in cemento o leghe metalliche. Su fondali molto duri potrebbero essere l'unica opzione di ancoraggio ragionevole. La loro geometria può essere più o meno complessa e geometrie più complesse vengono prodotte quando i carichi sono elevati con lo scopo di aumentare il coefficiente di attrito tra ancoraggio e terreno, migliorando così il rapporto capacità di tenuta/peso.



Figura 2.8 – Ancora a gravità.

2.2.1.5 Pali infissi (Drilled Piles)

Sono cilindri d'acciaio installati normalmente mediante: battitura, vibroinfissione o spinta nel fondo del mare. L'ormeggio è collegato all'ancora attraverso un golfare che può essere installato in testa al palo o a livello intermedio. I pali infissi vengono solitamente installati con un telaio guida che consente al martello di infiggere verticalmente il palo nel fondo del mare. Sono necessarie strumentazioni specifiche per verificare la penetrazione e l'orientamento stabiliti durante la progettazione.

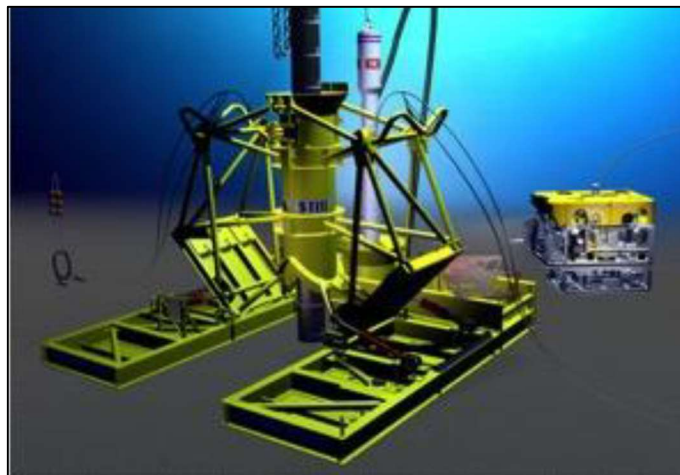


Figura 2.9 – Pali infissi.

2.2.1.6 Pali aspirati (Suction Buckets)

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

La procedura di installazione richiede strumenti specifici per le misurazioni della pressione dell'acqua all'interno e all'esterno del palo, la profondità di penetrazione raggiunta e l'angolo 19 di inclinazione del palo.

Normalmente per l'installazione è indispensabile l'utilizzo di un robot ROUV (Remotely Operated Underwater Vehicle).

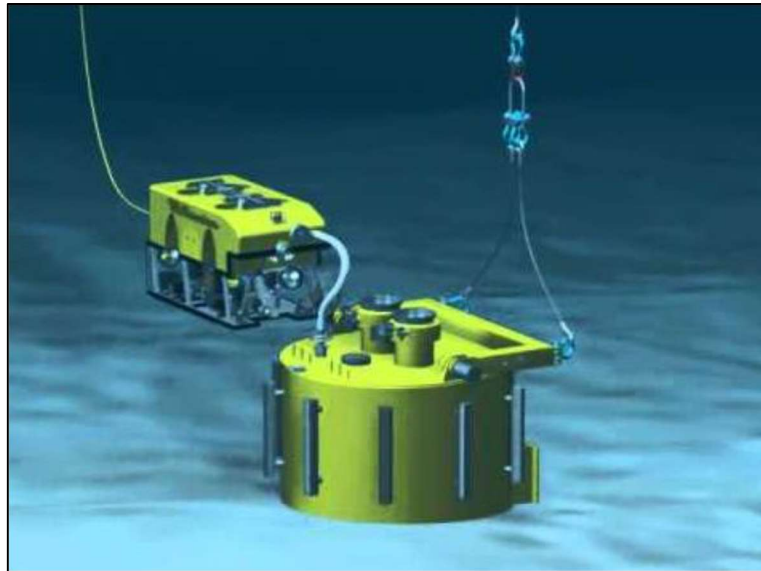


Figura 2.10 – Pali infissi per aspirazione.

2.2.1.7 Pali ad elica avvitati (Helical piles)

L'uso di pali elicoidali avviene normalmente nei casi in cui sono richieste grandi capacità di trazione. La possibilità di utilizzare pali elicoidali di grande diametro offre molti vantaggi poiché hanno ottime caratteristiche di resistenza a carico di trazione e possono essere utilizzate in un'ampia gamma di condizioni del suolo.

Sono riutilizzabili nel senso che possono essere facilmente "svitati" e questo aiuterà l'eventuale fase di dismissione.



Figura 2.11 – Pali ad elica avvitati.

2.2.2 Ubicazione parco eolico off-shore

Il progetto del parco eolico in esame è stato ipotizzato a circa 39 km, punto più vicino, dalle coste di Santa Maria di Leuca, frazione di Castrignano del Capo (LE).

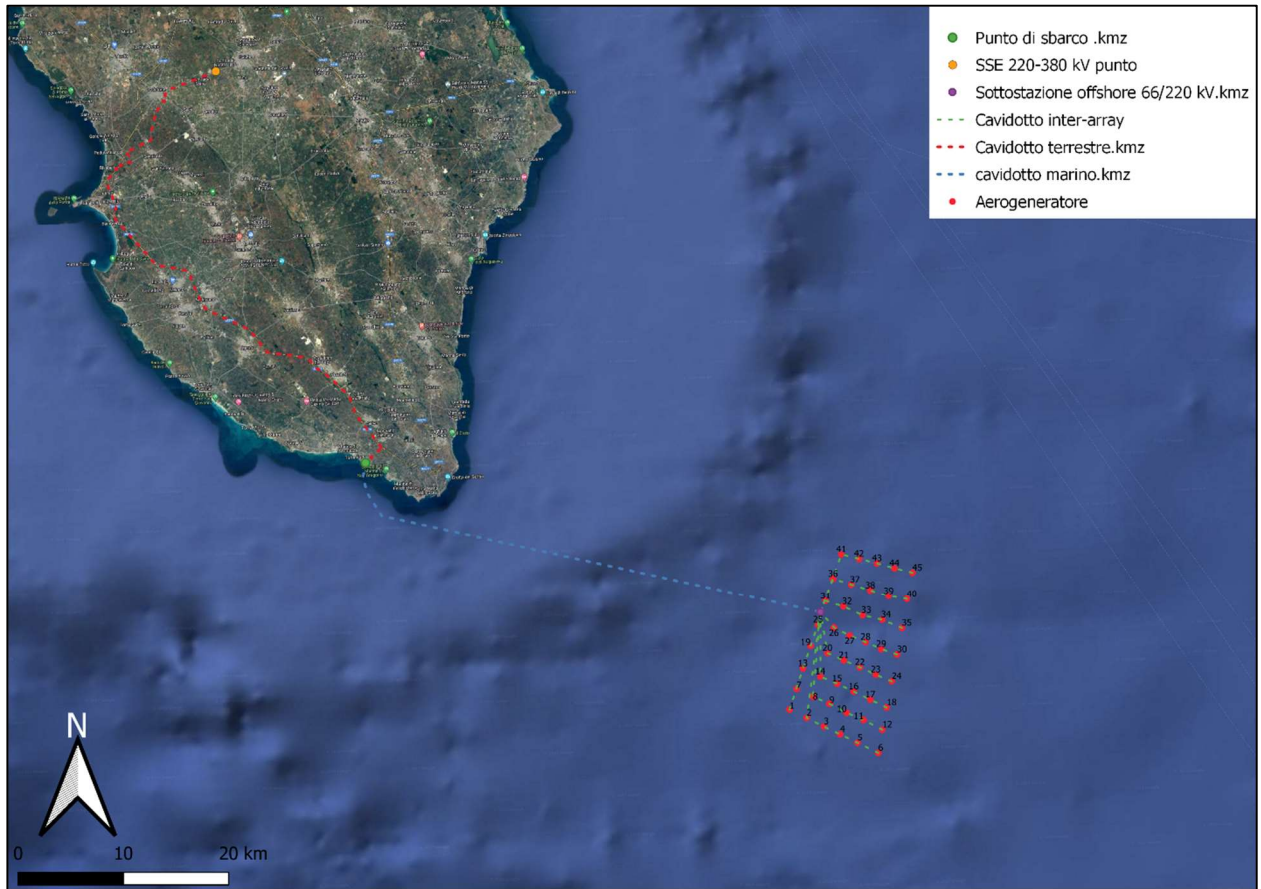


Figura 2.12 – Ubicazione parco eolico su ortofoto.

L'impianto eolico per la produzione di energia elettrica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- n° 45 aerogeneratori, installati su piattaforma flottante, della potenza massima di circa 15 MW ciascuno ed avente generatore di tipo asincrono, con diametro del rotore pari a 236 m, altezza mozzo pari a 172 m, per un'altezza massima al tip (punta della pala) pari a 290 m, comprensivi al loro interno di cabine elettriche di trasformazione AT/BT;
- rete elettrica "inter-array" a 66 kV per l'interconnessione tra gli aerogeneratori con cavo dinamico e cavo statico poggiato sul fondo marino;
- n° 1 sottostazione elettrica offshore di trasformazione 220/66 kV nei pressi del parco eolico installata su piattaforma flottante;
- rete elettrica AT 220 kV in cavo posato sul fondale tra la sottostazione offshore e il punto di sbarco del cavidotto su terra, ubicato sulle coste di Patù (39.824997°, 18.288267°), dove si prevede l'interramento del cavidotto fino al pozzetto di giunzione;

- Pozzetto di giunzione nel comune di Patù (39.825343°, 18.288652°) dove ci sarà la transizione tra cavidotto marino a cavidotto terrestre;
- rete elettrica AT 220 kV in cavo interrato tra il pozzetto di giunzione e la sottostazione elettrica onshore;
- n° 1 sottostazione elettrica onshore di trasformazione 380/220 kV (40.169982°, 18.117181°) nei pressi della stazione elettrica (SE) a 380 kV della RTN denominata "Galatina", punto di consegna richiesto a Terna S.p.a., in data 31/10/2022, con codice pratica 202203496;
- raccordo interrato o aereo in AT 380 kV tra la sottostazione elettrica onshore e la stazione elettrica (SE) di Galatina;
- rete telematica di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto eolico mediante trasmissione dati via modem o satellitare.

Nella seguente tabella sono riepilogate le caratteristiche generali:

ELEMENTO	CARATTERISTICHE
Specchio acqueo richiesto in concessione	2.555.707,0 mq
Zona demaniale sul punto di sbarco richiesta in concessione	73 mq
Profondità media fondale	700 m
Profondità minima/massima fondale-cavo	0/635 m
Lunghezza cavidotto elettrico terrestre	61.113 m
Lunghezza cavidotto elettrico marino	48.292 m
Porto di base per costruzione/manutenzione	Porto di Taranto
Stazione di consegna	Galatina 380 kV

Di seguito si riportano le coordinate geografiche delle opere a mare con le relative profondità puntuali:

WGS / UTM (EPSG: 4326)			
Aerogeneratore/ Sottostazione offshore	Latitudine °N	Longitudine °E	Profondità fondale puntuale (m)
1	39,599072	18,7470791	665
2	39,591407	18,7657387	660
3	39,583465	18,7842808	665
4	39,576238	18,8019213	680
5	39,568496	18,8206500	690
6	39,558993	18,8431727	710

WGS / UTM (EPSG: 4326)			
Aerogeneratore/ Sottostazione offshore	Latitudine °N	Longitudine °E	Profondità fondale puntuale (m)
7	39,616589	18,7558889	640
8	39,609543	18,7735169	640
9	39,602655	18,7914733	655
10	39,594361	18,8101598	670
11	39,587618	18,8285568	685
12	39,578660	18,8487356	690
13	39,633773	18,7638586	635
14	39,626204	18,7827432	640
15	39,619542	18,8009455	660
16	39,612220	18,8189131	665
17	39,604714	18,8369013	675
18	39,597367	18,8545906	680
19	39,652697	18,7733357	640
20	39,645917	18,7916847	660
21	39,639235	18,8093808	670
22	39,632627	18,8269076	665
23	39,625812	18,8440580	665
24	39,619607	18,8614339	680
25	39,670557	18,7824645	680
26	39,667560	18,8000355	700
27	39,660204	18,8170996	710
28	39,653975	18,8344163	690
29	39,647441	18,8514203	660
30	39,642253	18,8685546	695
31	39,690800	18,7920462	635
32	39,685309	18,8114564	655
33	39,677143	18,8323265	710
34	39,672514	18,8539365	750
35	39,664788	18,8751976	765
36	39,709789	18,8013587	635
37	39,704201	18,8212390	670
38	39,698440	18,8420285	680
39	39,692808	18,8621144	690
40	39,689488	18,8821619	700

WGS / UTM (EPSG: 4326)			
Aerogeneratore/ Sottostazione offshore	Latitudine °N	Longitudine °E	Profondità fondale puntuale (m)
41	39,730513	18,8116652	680
42	39,726061	18,8311581	700
43	39,721482	18,8507597	695
44	39,716646	18,8698342	705
45	39,712132	18,8895217	735
SOF	39,681403	18,785876	665

2.2.3 *Contesto amministrativo*

Secondo l'art. 12 comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) "la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, (...) nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, (...) sono soggetti ad una autorizzazione unica. (...)". L'ultimo periodo dello stesso comma 3 è stato successivamente sostituito da quanto indicato dall'art. 23 comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199: *"per gli impianti off-shore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo"*.

L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto.

L'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto sarà comunque ottenuta previo espletamento dell'esito positivo della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), nelle modalità prescritte dal D.lgs. n. 152/2006.

Ai sensi dell'art. 6, co. 7, lett. a) del Testo Unico Ambientale, il progetto presentato dal presente elaborato rientra nell'Allegato II alla Parte Seconda del medesimo Testo che contiene l'elenco dei progetti che devono essere necessariamente sottoposti alla VIA di competenza statale ("Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare", comma 7-bis dell'Allegato II).

Ai sensi dell'art. 27 TUA, nel caso di VIA di competenza statale, il proponente può richiedere "che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un provvedimento unico comprensivo delle autorizzazioni ambientali tra quelle elencate al comma 2 richieste dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio del progetto". Tale provvedimento prende il nome di "Provvedimento unico in materia ambientale" e permette di ottenere tutti i titoli ambientali necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto tramite la convocazione di un'apposita conferenza di servizi.

Ai sensi dell'art. 21 del D.Lgs. 152/2006, il proponente ha la facoltà di richiedere una fase di consultazione con l'autorità competente e i soggetti competenti in materia ambientale al fine di definire la portata delle informazioni, il relativo livello di dettaglio e le metodologie da adottare per la predisposizione dello studio di impatto ambientale (*scoping*). A tal fine, trasmette all'autorità competente, in formato elettronico, gli elaborati progettuali, lo studio preliminare ambientale, nonché una relazione che, sulla base degli impatti ambientali attesi, illustra il piano di lavoro per l'elaborazione dello studio di impatto ambientale.

La documentazione è pubblicata e resa accessibile, con modalità tali da garantire la tutela della riservatezza di eventuali informazioni industriali o commerciali indicate dal proponente, in conformità a quanto previsto dalla disciplina sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale, nel sito web dell'autorità competente che comunica per via telematica a tutte le Amministrazioni e a tutti gli enti territoriali potenzialmente interessati l'avvenuta pubblicazione della documentazione nel proprio sito web.

Sulla base della documentazione trasmessa dal proponente e della consultazione con i soggetti interessati, entro sessanta giorni dalla messa a disposizione della documentazione nel proprio sito web, l'autorità competente esprime un parere sulla portata e sul livello di dettaglio delle informazioni da includere nello studio di impatto ambientale. Il parere è pubblicato sul sito web dell'autorità competente.

Alla luce di quanto detto, il progetto in questione sarà sottoposto a:

- Fase di Scoping ai sensi dell'art. 21 del D.Lgs. 152/2006;
- Valutazione di Impatto Ambientale all'interno del procedimento per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs. 152/2006;

– Procedimento di autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio dell'impianto ai sensi dell'art. 12 D.lgs. 387/2003, la quale comprenderà anche la valutazione dell'istanza di concessione demaniale marittima.

2.2.4 Inquadramento ambientale

Nei seguenti paragrafi si riassume l'analisi ambientale condotta per il progetto in esame, approfondita nel dettaglio nel documento "DC22146P-02-Studio Preliminare Ambientale" e le relative relazioni di dettaglio.

2.2.4.1 Inquadramento geologico e geomorfologico

Area a mare

L'area a mare del sito da un punto di vista geomorfologico si estende sulla scarpata continentale, esternamente alla piattaforma continentale adriatica.

L'area in oggetto ricade sui depositi plio-pleistocenici costituiti da argille e sabbie argillose. Che poggiano sui sottostanti calcari dolomitizzati del cretaceo. Le informazioni litostratigrafiche sono ricavate da dati bibliografici, quindi non sono noti né gli spessori di questi sedimenti, né la profondità del basamento su cui poggiano. Sarà necessario, in fase successiva, investigare questi sedimenti attraverso una campagna di indagine geofisica, tramite rilievi sismici del fondale. Ad oggi non si hanno a disposizione indagini o prove eseguite direttamente sui terreni che saranno interessati dalle strutture. Al fine di determinare i parametri geotecnici caratteristici del sito sono necessarie rilievi di dettaglio, campionamenti in sito e prove geotecniche.

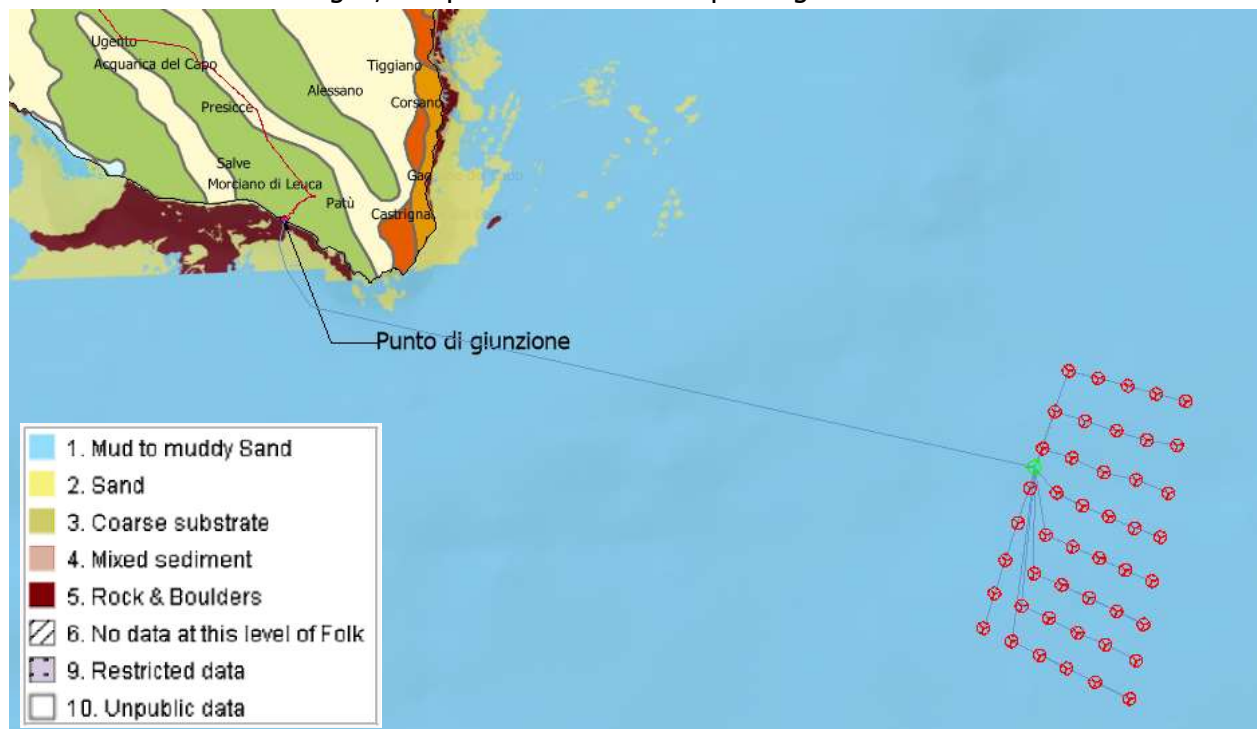


Figura 2.13- Stralcio carta geologica fondali marini (Substrato fondale marino <https://emodnet.ec.europa.eu/en/data-portals-overview>)

Dalla zonazione sismogenetica ZS9 l'area di studio rientra nella zona sismogenetica 931, identificata come faglia trascorrente del Canale d'Otranto.

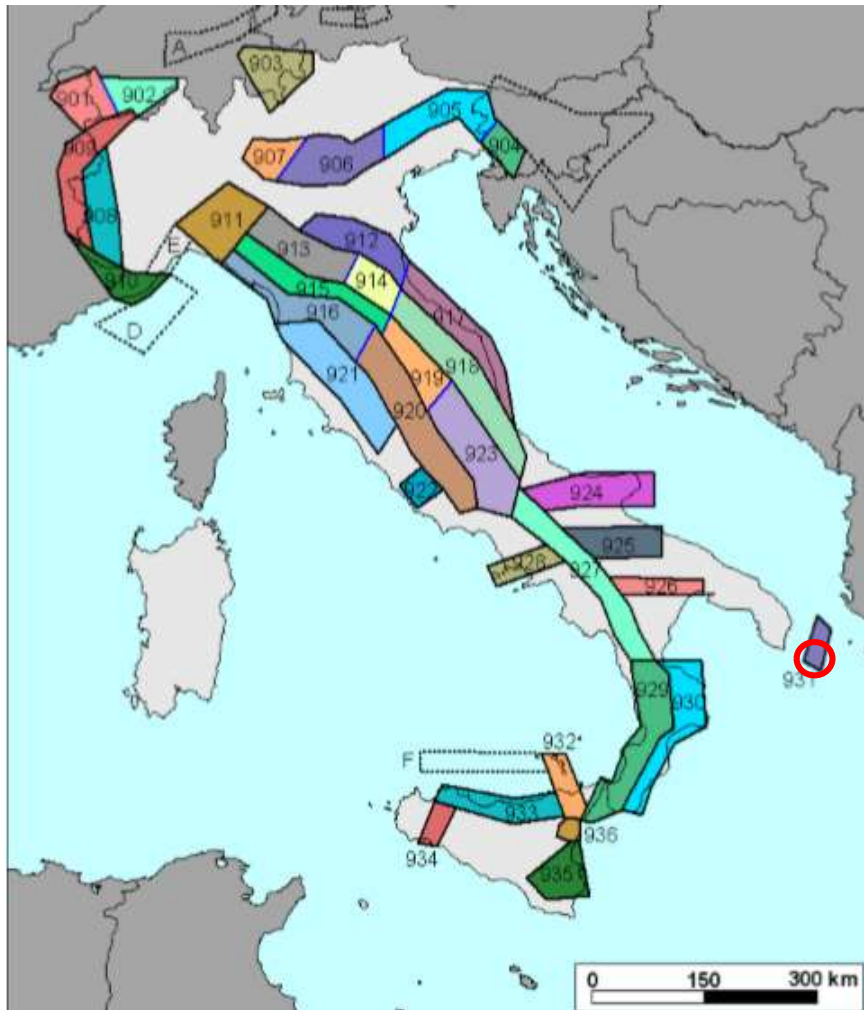


Figura 2.14: – Zonazione sismogenetica ZS9 con indicazione dell'area di studio (da <https://data.ingv.it/>)

Tale valore non rappresenta vincolo ostativo per la realizzazione del parco eolico relativamente all'aspetto strutturale-fondazionale al contrario risulta funzionale al fine di adottare le idonee soluzioni tecniche a sopportare le sollecitazioni sismiche attese per il sito.

Area a terra

L'area di progetto a terra, il tracciato del caviodotto e l'area della sottostazione elettrica, rientra nella Carta geologica d'Italia in scala 1:500.000 del Geoportale Nazionale - Ministero della Transizione Ecologica.

Nell'area sono presenti le seguenti formazioni (dall'alto verso il basso):

- **Detriti e Depositi alluvionali e fluviolacustri (R1)** – Sabbie grigio giallastre: dune costiere attuali e recenti e sabbie, argille sabbiose e limi grigi lagunari-palustri recenti (Olocene);

- **Sabbie e conglomerati (Formazione di Gallipoli) (R7)** – Sabbie, conglomerati, limi e sabbie giallastre passanti ad argille grigio-azzurrate (Pleistocene med-sup.);
- **Calcari e calcareniti (Calcareniti del Salento) (R13)** – Calcareniti con abbondante presenza di macrofossili e foraminiferi (Pleistocene Inf.-Pliocene);
- **Calcari organogeni e biodetritici neritici e di piattaforma (Calcari di Melissano) (R44)** – Calcari compatti grigio-nocciola, talora porcellanacei e calcari dolomitici (Cretaceo sup.).

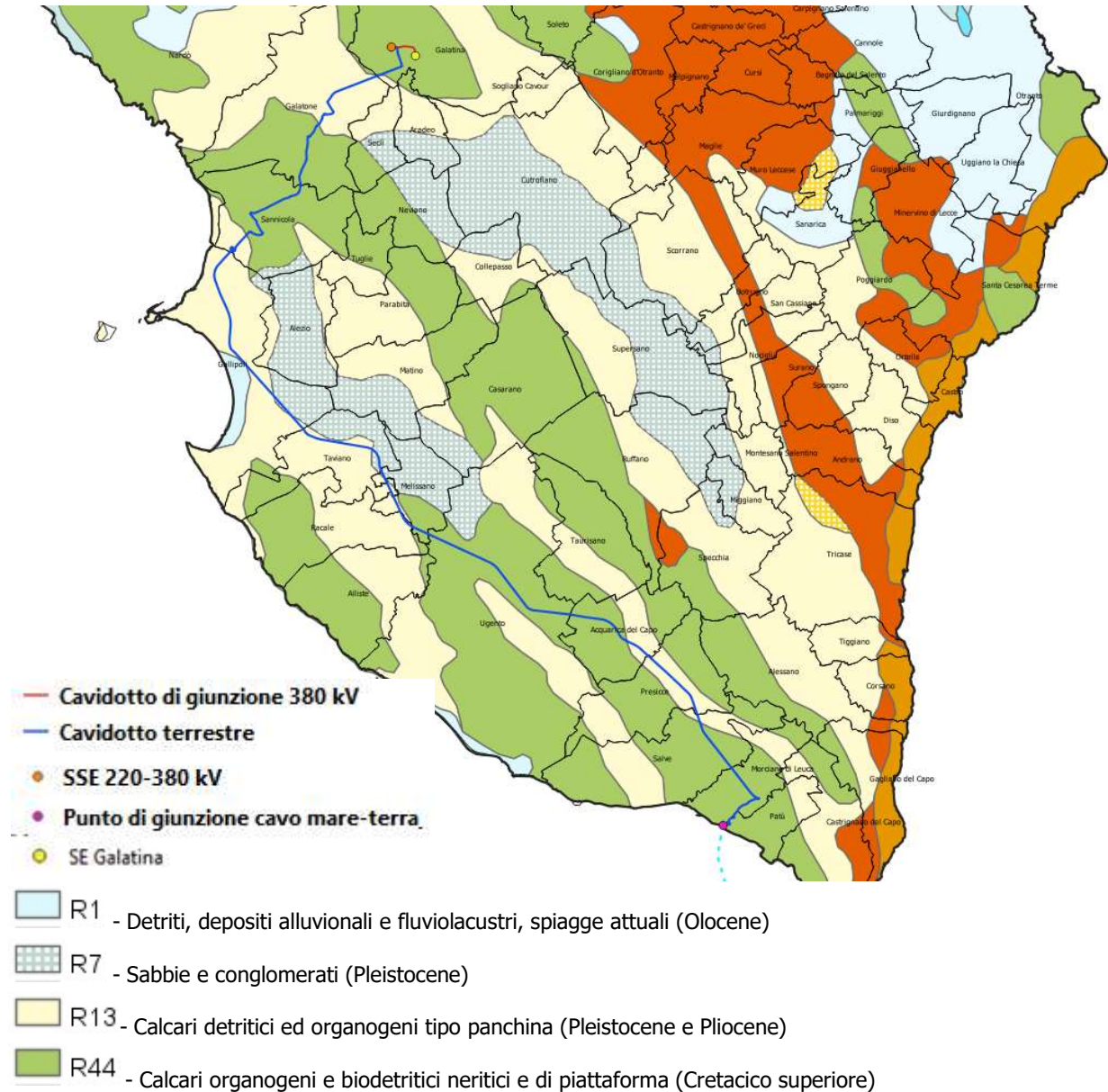


Figura 2.15- Stralcio carta geologica in scala 1:500.000 del Geoportale Nazionale - Ministero della Transizione Ecologica.

Dalle risultanze ottenute sulla base degli elementi, la sottostazione elettrica e il tracciato del cavidotto, lungo la viabilità esistente, si trovano su una superficie pianeggiante che non presenta

criticità geomorfologiche (perimetrazioni del PAI Puglia consultabili dal sito www.adb.puglia.it) tali da comprometterne l'utilizzo per i fini progettuali.

Il tratto delle opere a terra è caratterizzato da un paesaggio morfologico costituito da forme carsiche, orli di scarpate morfologici, forme legate al modellamento dei corpi idrici e all'idrografia superficiale e da forme di origine antropiche.

Nelle fasi progettuali successive, in corrispondenza dell'intersezione del cavidotto con le aree a pericolosità idraulica alta e media, gli interventi sono consentiti, come dalle NTA del PAI per la realizzazione di nuove infrastrutture a rete pubbliche o di interesse pubblico, previo parere vincolante dell'Autorità di Bacino attraverso la richiesta di uno studio di compatibilità idrologica e idraulica.

Il progetto non costituirà in nessun caso un fattore di aumento della pericolosità e del rischio idraulico esistenti.

La sottostazione elettrica, nel comune di Galatina (LE), ricade in una zona a rischio sismico **4**. E' la zona meno pericolosa: la probabilità che capiti un terremoto è molto bassa.

Dai dati bibliografici, **i terreni che interessano il sito in esame appartengono alle categorie di suolo B** (area sottostazione elettrica) della nuova classificazione sismica, ossia trattasi di "*Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s*".

Per la tipologia di opera in esame, il valore di ag rappresentativo dell'area, è pari a 0,053g, con probabilità di superamento del 10% (SLV), ed il valore del coefficiente di amplificazione sismica $S_s = 1,2$ da cui si ottiene **un'accelerazione massima attesa al sito pari a $A_{gmax} = 0.064$ g**.

La penisola Salentina, così come l'area della Sottostazione elettrica, è caratterizzata da una circolazione idrica sotterranea piuttosto complessa, una falda profonda all'interno dell'acquifero carbonatico, che si esplica ora a pelo libero ora in pressione.

Si precisa che i dati sopra elencati sono, in via del tutto preliminare, a tal proposito sarà necessario in una fase successiva programmare una campagna di indagini dirette ed indirette sia a terra che a mare per determinare, in maniera puntuale, un modello geotecnico rappresentativo delle condizioni stratigrafiche e della caratterizzazione fisico-meccanica dei terreni.

2.2.4.2 Inquadramento batimetrico

L'area interessata dalle opere a mare, è caratterizzata da un andamento batimetrico irregolare. Come descritto precedentemente nella tabella con coordinate e profondità puntali delle opere a mare, il fondale ha una profondità media di 700 m sull'area su cui insistono gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica off-shore. Invece, il cavidotto marino, parte da una profondità (lato SSE off-shore) di circa 635 m fino ad arrivare al punto di sbarco nel Comune di Patù ad una quota di 0 m. Le curve batimetriche sono state elaborate in base al DTM scaricato sul sito di Emodnet. Di seguito si riporta l'inquadramento delle opere a mare su ortofoto con curve batimetriche.

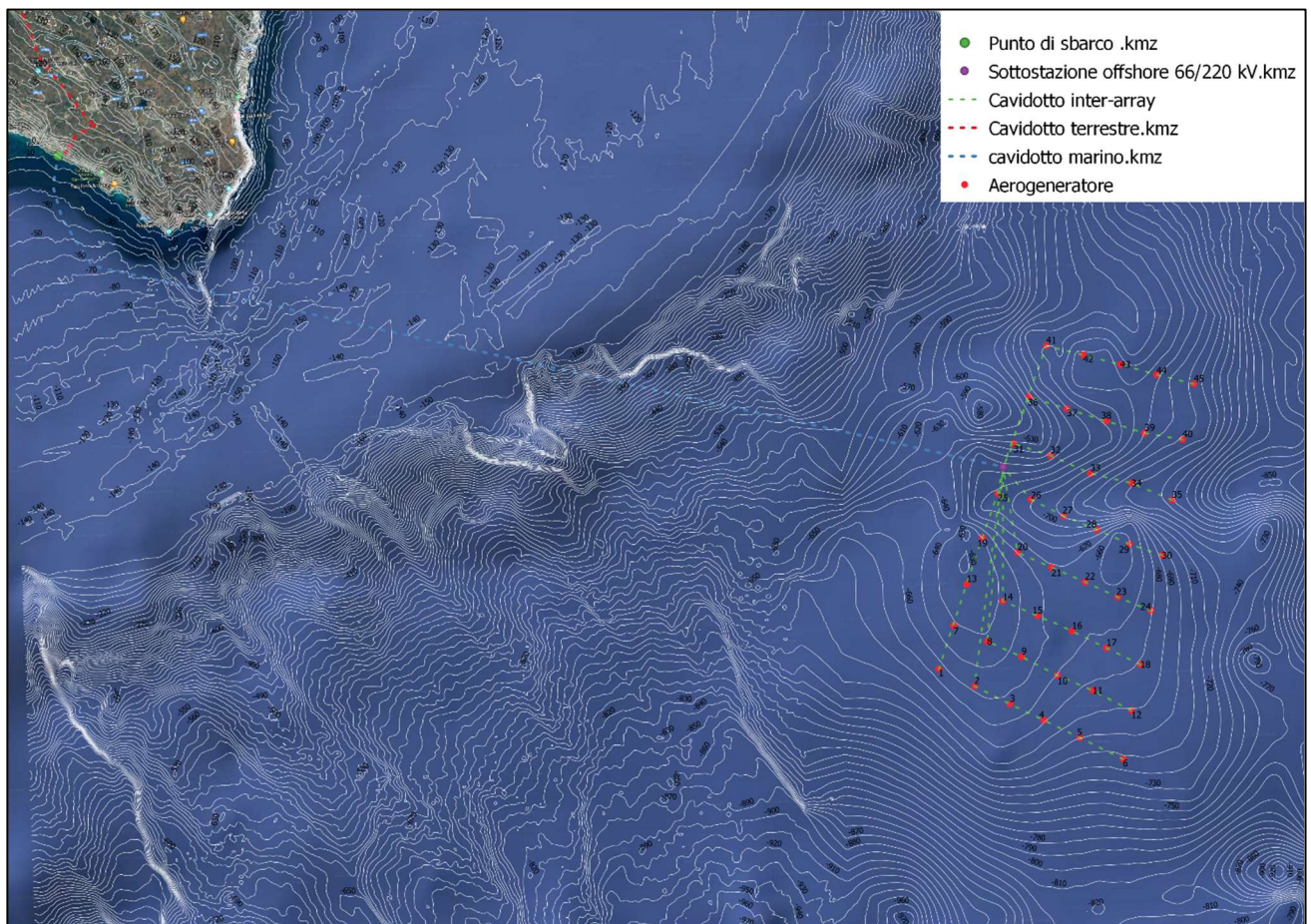


Figura 2.16- Inquadramento su ortofoto co curve batimetriche.

2.2.4.3 Inquadramento idrologico ed idrogeologico

Si è eseguita una verifica della compatibilità idrologica, idraulica e idrogeologica del progetto preliminare, in oggetto, con riferimento agli strumenti di pianificazione e governo del territorio, di settore, di livello regionale (PAI, PTA e PPTR) e relativamente alle infrastrutture da realizzarsi a terra. Queste ultime consistono in un cavidotto elettrico da 220 kV e un cavidotto elettrico da 380 kV da realizzarsi, lungo tutto il tracciato dell'infrastruttura, in viabilità esistente mediante

scavi di profondità massima di 1.5 m; in un pozzetto di transizione interrato previsto nell'area di sbarco dell'infrastruttura e in una sottostazione elettrica di conversione 220/380 kV.

Relativamente alla compatibilità del progetto al Piano di Bacino Stralcio Assetto Idrogeologico (PAI), il tracciato dei cavidotti elettrici a realizzarsi, che saranno comunque interrati, interseca delle aree perimetrare dal PAI a pericolosità idraulica bassa, media e alta, in particolare nei Comuni di Galatone, Sannicola, Gallipoli, Acquarica del Capo e Presicce. Lo stesso tracciato interseca anche alcuni tratti del reticolo idrografico, e le relative fasce di pertinenza fluviale, individuati sulla Carta Geomorfologica della Regione Puglia e sulla cartografia IGM 1:25000. In particolare risultano intersecati alcuni tratti dei corsi d'acqua Canale dell'Asso e Canale Raschione (Comune di Galatina), del fosso detto 'Il Canale' (confine Comuni di Gallipoli e Sannicola), del Fosso dei Samari e del Canale Raho (Comune di Gallipoli) e dei relativi affluenti (Comune di Taviano).

Gli interventi progettuali, installati su viabilità esistente ad una profondità entro un metro e mezzo dal piano campagna, per la loro tipologia, non costituiscono, in nessun caso, un fattore di aumento della pericolosità idraulica del territorio interessato e non comporteranno alcuna modifica dell'assetto idraulico del territorio stesso. Gli scavi, necessari per l'installazione dell'infrastruttura, avranno carattere solo provvisorio, saranno realizzati a stati di avanzamento successivi per piccoli settori e non determineranno, nemmeno nelle fasi di cantiere, un ostacolo al naturale deflusso delle acque meteoriche di cui sarà garantita adeguata regimazione durante l'esecuzione dei lavori. Ad infrastruttura ultimata la morfologia dei territori interessati sarà riportata allo stato originale dei luoghi. Le opere non avranno, quindi, alcuna influenza con i meccanismi di formazione e propagazione delle piene, e pertanto risulta garantita la sussistenza dei requisiti di sicurezza idraulica del territorio prescritti dalle NTA del PAI. Per tali ragioni si ritiene che, ancorché gli interventi progettuali risultino ricompresi in aree perimetrare dal PAI ed in alcuni tratti delle fasce di pertinenza fluviale, non sia necessario elaborare uno studio di compatibilità idrologica e idraulica. Durante le fasi di cantiere, nei tratti interessati dalle perimetrazioni del PAI si adotteranno, inoltre, tutti gli accorgimenti necessari per eseguire i lavori in sicurezza e in accordo alle norme tecniche di settore vigente.

Gli interventi in progetto non risultano, invece, intersecare aree perimetrare dal PAI come a pericolosità geomorfologica. Le opere ad eseguirsi non avranno quindi alcuna rilevanza anche sull'assetto e sui processi geomorfologici dei siti interessati. Il progetto risulta, nel suo complesso, compatibile con il quadro del rischio idrogeologico del territorio e con le prescrizioni del PAI.

La tipologia degli interventi progettuali assicura anche piena compatibilità con gli obiettivi e le misure di tutela del Piano di Tutela delle Acque (PTA) regionale.

Le infrastrutture di progetto si inseriscono nel contesto idrogeologico della Penisola Salentina, risultando localizzate sui territori in cui si rilevano gli acquiferi profondi del Complesso Idrogeologico Calcarea di Murgia e Salento, ed i corpi idrici superficiali del Complesso Idrogeologico detritico delle Serre Salentine.

Lungo il tracciato del cavidotto elettrico si rilevano alcune aree protette perimetrate dal PTA.

In particolare "aree designate per l'estrazione di acqua destinata al consumo umano", coincidenti con le zone del territorio, interessato dal progetto, caratterizzate dalla presenza degli acquiferi carsici profondi. Nei Comuni di Galatone e Sannicola si rilevano opere di captazione, a regime emergenziale, dagli stessi acquiferi. Gli interventi progettuali non risultano ricompresi nelle aree di salvaguardia (zona di tutela assoluta, zona di rispetto, zona di protezione), disciplinate dalla NTA del PTA, delle opere di captazione localizzate nel Comune di Gallipoli, trovandosi ad una distanza maggiore di 200 m. Il tracciato del cavidotto elettrico risulta, invece, ricompreso nella fascia di rispetto dell'opera di captazione esistente nel Comune di Sannicola. Gli interventi previsti in progetto, non sono comunque inclusi tra le attività vietate, in tale fascia, dal Regolamento Regionale specifico in materia (n. 12 – 16.06.2011).

Il tracciato del cavidotto elettrico interseca, lungo tutto il percorso, aree di vincolo d'uso degli acquiferi (aree a tutela quali-quantitativa e aree vulnerabili alla contaminazione salina), e, in un'area localizzata nel territorio del Comune di Gallipoli, una Zona a Protezione Speciale Idrogeologica, disciplinate dallo stesso PTA. Le misure di tutela previste per tali aree riguardano però, rispettivamente, le opere di captazione, adduzione, derivazione e le attività estrattive, e le richieste di autorizzazione e concessione per la ricerca ed estrazione di acque dolci di falda.

Il progetto, quindi, in generale non interferirà in nessun modo con gli obiettivi di difesa, tutela e ricostituzione degli equilibri idraulici e idrogeologici superficiali e sotterranei, di deflusso e di ricarica degli acquiferi delineati dal PTA.

Nelle fasi progettuali esecutive, tuttavia, si effettueranno delle investigazioni geognostiche di dettaglio al fine di accertare, con esattezza, la soggiacenza della falda acquifera superficiale, in particolare nelle aree del Comune di Gallipoli in cui il tracciato del cavidotto elettrico interrato risulta più vicino alla linea di costa, e quindi in cui più facilmente la falda acquifera può rilevarsi

in prossimità del p.c. La tipologia e le dimensioni delle opere a realizzarsi, anche nel caso in cui queste intercettassero la falda acquifera, non sono tali da poter modificare il regime idrodinamico dell'acquifero nel suo complesso e da indurre eventuali fenomeni locali di sollevamento della falda. Nella ipotesi di intercettazione della falda acquifera si eseguiranno, invece e ove necessario, le verifiche idrauliche di galleggiamento, previste dalle NTC 2018, delle opere a realizzarsi al fine di verificare che siano garantiti i requisiti prestazionali delle stesse.

Eventuali interferenze con fenomeni di emergenza della falda acquifera profonda saranno accertate nella zona di sbarco dell'infrastruttura, localizzata nel Comune di Patù. Per la realizzazione del pozzetto di transizione in tale area valgono le stesse considerazioni sopra riportate.

Nella stessa area di sbarco il progetto risulta ricompreso dalla perimetrazione del PTA delle 'acque costiere' del tratto 'Torre San Gregorio – Ugento'. La compatibilità generale del progetto con il contesto geomorfologico ed ambientale marino-costiero è stata analizzata dettagliatamente nell'elaborato specialistico allegato al progetto ('Studio Preliminare Ambientale').

Si è eseguito anche un approfondimento della compatibilità del progetto con la struttura idro-morfologica del PPTR. La verifica delle potenziali interferenze del progetto con le componenti delle strutture ecosistemica e ambientale, antropica e storico-culturale è stata, invece, dettagliata nello stesso 'Studio Preliminare Ambientale' sopra citato.

Ai sensi delle Norme Tecniche di Attuazione del PPTR (art. 89), il progetto risulterebbe soggetto ad accertamento della compatibilità paesaggistica, per le componenti 'UCP' ('reticolo idrografico di connessione della R.E.R', 'aree a vincolo idrogeologico', 'versanti') e ad autorizzazione paesaggistica per le componenti 'BP' ('Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche', 'territori costieri'). La valutazione dettagliata, in merito all'applicazione di tali strumenti di controllo preventivo della conformità del progetto in ordine al rispetto delle norme e degli obiettivi di tutela del PPTR, è stata eseguita nello 'Studio Preliminare Ambientale'.

In linea generale, le norme d'uso del territorio, disciplinate dal PPTR, considerano ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile. Non si rilevano quindi criticità per cui l'infrastruttura prevista in progetto possa rappresentare un elemento detrattore della qualità del paesaggio e non conforme agli obiettivi di tutela del PPTR.

Relativamente alle aree a vincolo idrogeologico si è accertata la compatibilità degli interventi di progetto, oltre che con le NTA del PPTR, con riferimento allo specifico Regolamento Regionale in materia (n. 9 – 11.03.2015). Tale Regolamento, a seconda della tipologia delle attività e degli interventi da realizzare nelle aree vincolate, dispone l'ottenimento di due differenti atti di assenso preventivo da parte del 'Servizio Foreste' della Regione Puglia, la 'comunicazione' e il 'parere'.

Le caratteristiche degli interventi progettuali, come sopra chiarito, sono tali da non modificare l'idrogeologia delle aree interessate e l'idrodinamica degli acquiferi sotterranei anche nel caso in cui questi fossero intercettati. Nelle aree del territorio attraversato dal cavidotto, in aggiunta, non si rilevano criticità di natura geomorfologica, e queste possono ritenersi di sicura stabilità.

In accordo alle finalità della procedura di scoping, a cui il progetto preliminare sarà sottoposto, durante tale iter istruttorio sarà comunque, precauzionalmente, acquisito un parere preventivo dall'Ente Competente circa l'atto di assenso da richiedere (comunicazione o parere), i contenuti e il livello di dettaglio degli elaborati tecnici da presentare, a corredo dell'istanza.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento: DC22146P-06.

2.2.4.4 Inquadramento meteomarino

L'inquadramento meteomarino consiste nella caratterizzazione del profilo anemologico e ondometrico dell'area marina interessata dall'ubicazione degli impianti offshore. Tale caratterizzazione rappresenta un punto di partenza fondamentale per il corretto dimensionamento delle strutture sottoposte alla forza delle correnti.

Da un'analisi preliminare, descritta in dettaglio nel documento "DC22146P-08 Relazione Meteomarina", emerge che i principali venti regnanti che mediamente agiscono nel paraggio di Santa Maria di Leuca sono quelli provenienti da N, NNO e SSE con intensità comprese nell'intervallo tra 11 e 16 nodi. A seguito di un'elaborazione per trasposizione geografica dei dati d'onda provenienti dalla boa di Crotona appartenente alla Rete Ondometrica Nazionale, è stato ricavato il probabile profilo ondamentrico dell'area in esame: la maggior parte delle onde provengono prevalentemente da Sud e da Nord e presentano un'altezza compresa tra 0.5m e 1.5m; inoltre, dall'analisi degli eventi estremi è emerso che nell'arco della vita nominale dell'opera sono previste altezze massime d'onda di circa 5m.

2.2.4.5 Inquadramento degli habitat e dei biotipi

La Rete Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE.

La Rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Le aree che compongono la Rete Natura 2000 non sono riserve rigidamente protette dove le attività umane sono escluse; la Direttiva "Habitat" intende garantire la protezione della natura tenendo anche "conto delle esigenze economiche, sociali e culturali, nonché delle particolarità regionali e locali" (Art. 2).

L'impianto eolico in acque marine risulta al di fuori dei siti della Rete Natura 2000; solo il cavidotto interrato terrestre attraversa il seguente sito:

- ZSC/ZPS "Litorale di Gallipoli e isola di Sant'Andrea" (IT9150015).

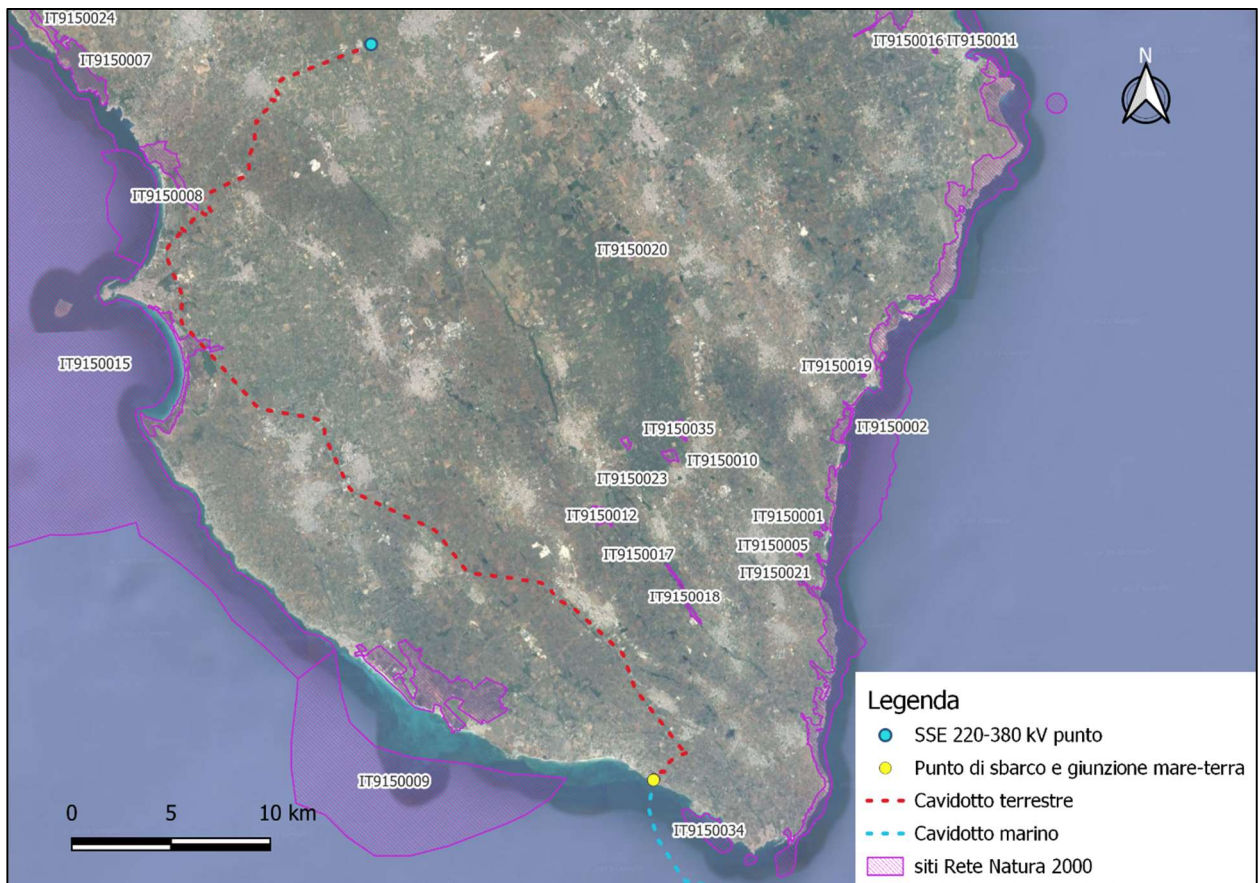
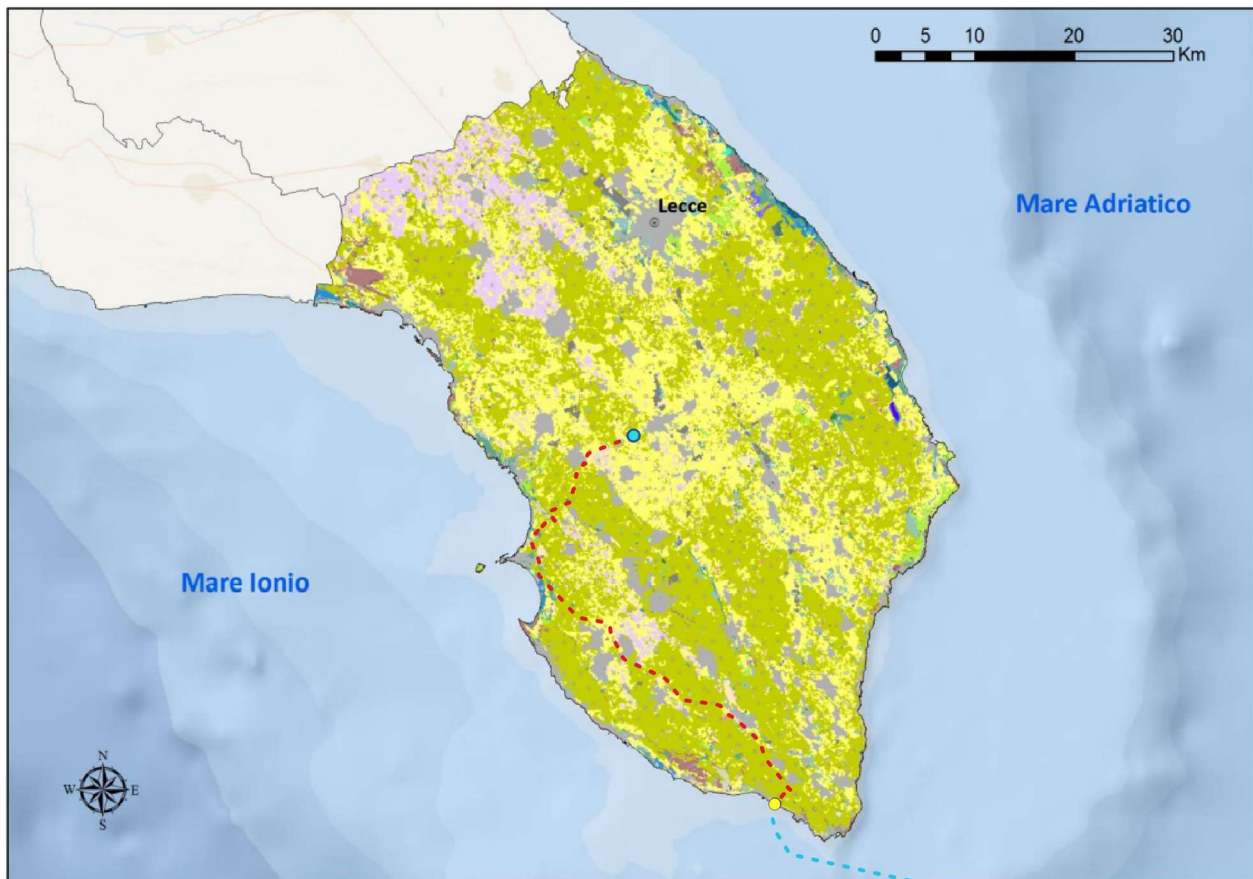


Figura 2.17 - Siti della Rete Natura 2000 presenti nella macroarea di progetto.

Di notevole interesse a livello regionale, è la Carta della Natura della Regione Puglia, che rappresenta il documento di riferimento per il monitoraggio e la salvaguardia dei principali habitat caratterizzanti il territorio pugliese.

Dalla consultazione della Carta degli Habitat della regione pugliese e in particolare della provincia di Lecce è stato possibile riscontare che i principali habitat presenti sono:

- Oliveti (codice CORINE Biotopes 83.11) per il 43,7%;
- Colture di tipo estensivo e sistemi agricoli complessi (codice CORINE Biotopes 82.3) per il 31,9%;
- Città e centri abitati (codice CORINE Biotopes 86.1) per il 9,8%;
- Vigneti (codice CORINE Biotopes 83.21) per il 5,2%;
- Prati mediterranei subnitrofilo (incl. vegetazione mediterranea e submediterranea postcolturale) (codice CORINE Biotopes 34.81) per il 1,9%.



Legenda

15.1-Vegetazione ad alofite con dominanza di Chenopodiacee succulente annuali	37.4-Prati umidi di erbe alte mediterranee
15.5-Vegetazione delle paludi salmastre mediterranee	41.18-Faggete dell'Italia Meridionale e Sicilia
15.6-Bassi cespuglieti alofili	41.41-Boschi misti di forre e scarpate
15.83-Aree argillose ad erosione accelerata	41.737B-Boschi submediterranei orientali di quercia bianca dell'Italia meridionale
16.1-Spiagge	41.7511-Cerete sud-italiane
16.21-Dune mobili e dune bianche	41.7512-Boschi sud-italiani a cerro e farnetto
16.27-Ginepri e cespuglieti delle dune	41.782-Boscaglie di Quercus trojana della Puglia
16.28-Cespuglieti a sclerofille delle dune	41.792-Boscaglie di Q. ithaburensis subsp. macrolepis (=Q. macrolepis) della Puglia
16.29-Dune alberate	41.81-Boscaglie di Ostrya carpinifolia
16.3-Depressioni umide interdunali	41.86-Frassineti Termofili
17.1-Litorali ghiaiosi e ciottolosi quasi privi di vegetazione	41.9-Castagneti
18.22-Scogliere e rupi marittime mediterranee	42.84-Pineta a pino d'Aleppo
19-Isolette rocciose e scogli	44.14-Foreste a galleria del mediterraneo a grandi salici
21-Lagune	44.61-Foreste mediterranee ripariali a pioppo
22.1-Acque dolci (laghi, stagni)	44.81-Gallerie a tamerice e oleandri
22.4-Vegetazione delle acque ferme	45.1-Formazione a olivastro e carrubo
24.225-Greti dei torrenti mediterranei	45.21-Sugherete tirreniche
24.53-Banchi di fango fluviali con vegetazione a carattere mediterraneo	45.31A-Lecce sud-italiane e siciliane
31.81-Cespuglieti medio-europei	45.324-Lecce supramediterranee dell'Italia
31.844-Ginestreti collinari e submontani dell'Italia peninsulare e Sicilia	45.42-Boscaglia a quercia spinosa
31.863-Formazioni supramediterranee a Pteridium aquilinum	53.1-Vegetazione dei canneti e di specie simili
31.8A-Vegetazione tirrenica-submediterranea a Rhus ulmifolius	53.3-Cladieti
32.11-Matorral di querce sempreverdi	62.11-Rupi mediterranee
32.13-Matorral di ginepri	82.1-Seminativi intensivi e continui
32.14-Matorral di pini	82.3-Culture di tipo estensivo e sistemi agricoli complessi
32.211-Macchia bassa a olivastro e lentisco	83.11-Oliveti
32.212-Garighe ad erica termomediterranee	83.15-Frutteti
32.215-Macchia bassa a Calicotome sp. pl.	83.16-Agrumeti
32.217-Garighe costiere a Helichrysum	83.21-Vigneti
32.219-Cespuglieti termomediterranei a Quercus coccifera	83.31-Plantagioni di conifere
32.22-Formazioni ad Euphorbia dendroides	83.321-Plantagioni di pioppo canadese
32.4-Garighe e macchie mesomediterranee calcicole	83.322-Plantagioni di eucalipti
32.6-Garighe supramediterranee	83.325-Altre piantagioni di latifoglie
33.6-Phrygana italiana a Sarcopoterium spinosum	84.6-Pascolo alberato in Sardegna (Dehesa)
34.323-Praterie xeriche del piano collinare, dominate da Brachypodium rupestre, B. caespitosum	85.1-Grandi parchi
34.326-Praterie mesiche del piano collinare	86.1-Città, centri abitati
34.5-Prati aridi mediterranei	86.3-Siti industriali attivi
34.6-Steppe di alte erbe mediterranee	86.41-Cave
34.75-Prati aridi sub-mediterranei orientali	86.6-Siti archeologici
34.81-Prati mediterranei subnitrofilii (incl. vegetazione mediterranea e submediterranea postculturale)	89-Lagune e canali artificiali

Figura 2.18 - Carta della Natura della Regione Puglia (provincia di Lecce)

Con la Deliberazione della Giunta Regionale n. 2442 del 21 dicembre 2018 la Regione Puglia ha provveduto all'individuazione degli habitat e delle specie animali e vegetali di interesse comunitario presenti sul territorio.

Dall'analisi dei dati vettoriali resi disponibili dal SIT Puglia, le operazioni di posa del cavidotto marino e terrestre risultano interessare i seguenti habitat appartenenti all'Allegato I della Direttiva 92/43/CE individuati nel territorio della Regione Puglia:

- 1170: Scogliere (Biocenosi dei fondi a coralligeno);
- 6220: Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei *Thero-Brachypodietea*;
- 3290: Fiumi mediterranei a flusso intermittente con il *Paspalo-Agrostidion*;

Mentre il cavidotto terrestre non risulta interessare tali habitat, in fase successiva di SIA saranno svolte indagini approfondite per individuare le migliori modalità di posa del cavidotto marino al fine di minimizzare gli impatti sulle biocenosi individuate in prossimità della costa.

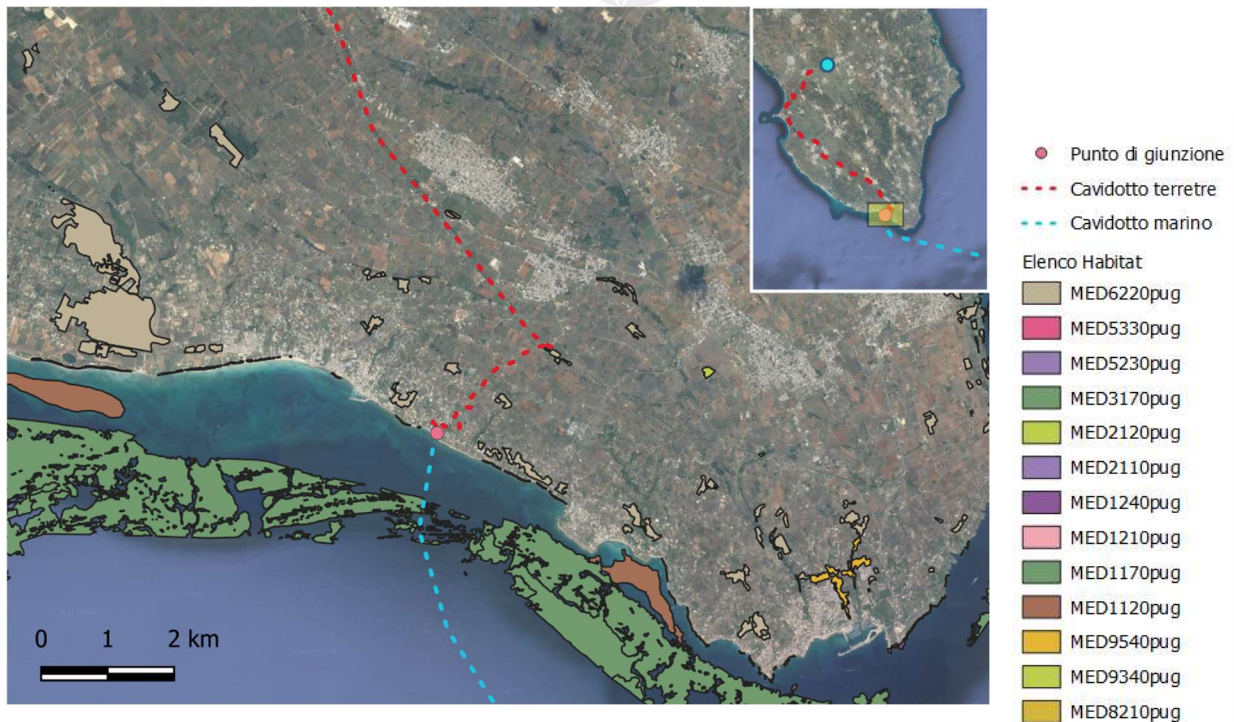


Figura 2.19- Habitat naturali in prossimità del punto di sbarco

2.2.4.6 Inquadramento vincolistico ambientale

Come dettagliatamente descritto nel documento "DC22146P-02 Studio Preliminare Ambientale", in questa fase preliminare è stata svolta un'analisi di verifica di conformità del progetto rispetto alle prescrizioni vincolistiche fornite dai principali strumenti di pianificazione territoriale.

Tale analisi vincolistica è stata svolta prendendo come principale riferimento il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) che suddivide il territorio pugliese nelle seguenti strutture e componenti:

- a) Struttura idrogeomorfologica:
 - Componenti geomorfologiche
 - Componenti idrologiche
- b) Struttura ecosistemica e ambientale:
 - Componenti botanico-vegetazionali
 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
- c) Struttura antropica e storico-culturale:
 - Componenti culturali e insediative
 - Componenti dei valori percettivi

In generale, secondo le prescrizioni fornite dalle Norme di Attuazione del Piano, sono considerati ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente (cavidotto a 220 kV) ovvero

in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile; inoltre, sull'area individuata per la realizzazione della sottostazione elettrica non sono state individuate criticità di alcun tipo.

Allo stesso tempo, al fine di garantire la qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili, il PPTR ha disposto tra i diversi elaborati le "Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile" al fine di definire regole per una progettazione di impianti da fonti rinnovabili compatibile con il territorio.

Secondo tali linee guida, le centrali eoliche offshore possono essere localizzate ad una distanza minima dalla costa di 4 km, previo accertamento dei requisiti minimi di ventosità ed acquisizione delle autorizzazioni di competenza del Demanio Marittimo.

Inoltre, la localizzazione degli impianti offshore non è consentita:

- in aree SIC mare ed in aree marine protette;
- in corrispondenza di aree dove si riscontri la presenza di posidonieti e biocenosi marine di interesse conservazionistico;
- nell'ambito dei coni visuali dei paesaggi costieri di particolare valore.

L'impianto eolico proposto, ubicato a circa 39 km dalla costa, risulta essere compatibile anche con tali indicazioni.

2.2.4.7 Inquadramento delle interferenze antropiche

2.2.4.7.1 Attività di pesca

Dalla consultazione del portale EMODNET "Human Activities" è stato possibile ricavare dati sull'attività di pesca nell'area di progetto.

Si riportano di seguito le mappe sulla densità delle navi da pesca (dicembre 2021) e sulla densità delle rotte (luglio 2022).

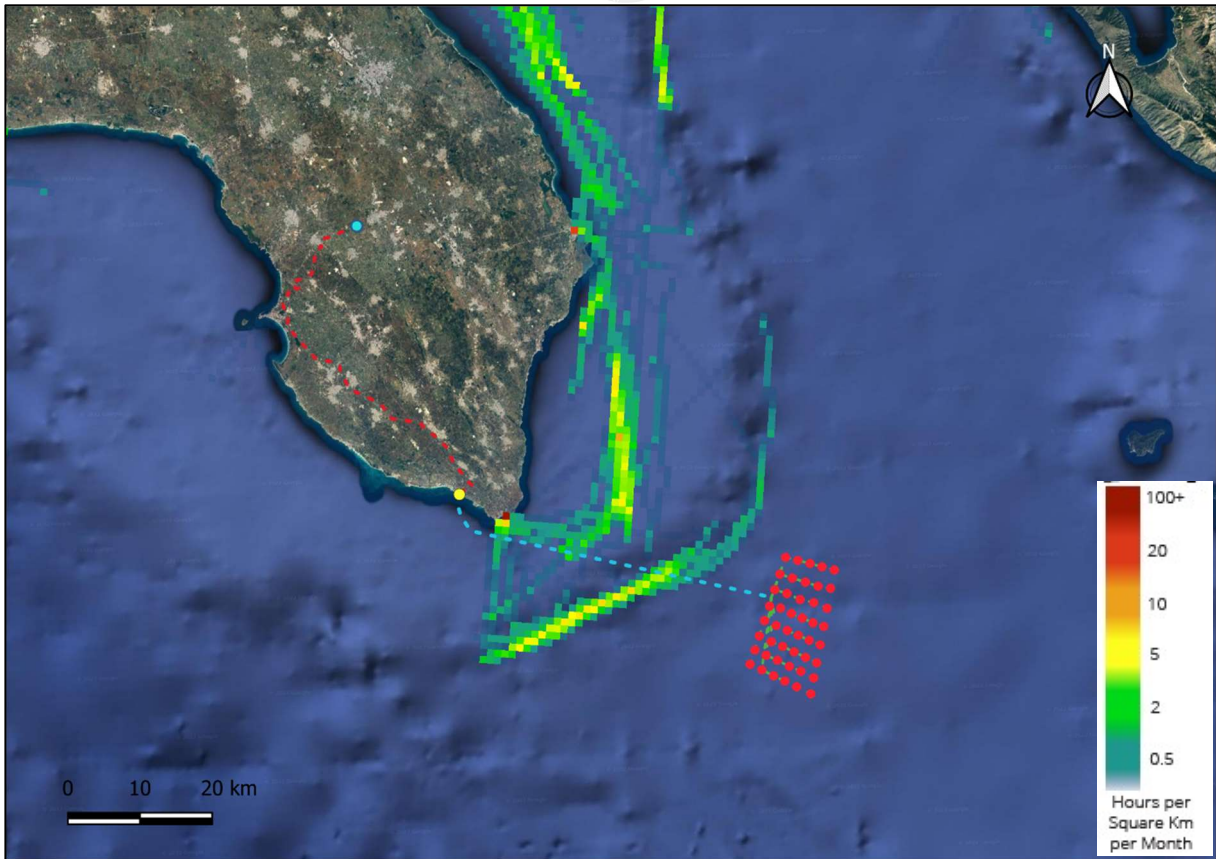


Figura 2.20 - Densità presenza navi da pesca registrate a dicembre 2021 (fonte:EMODnet)

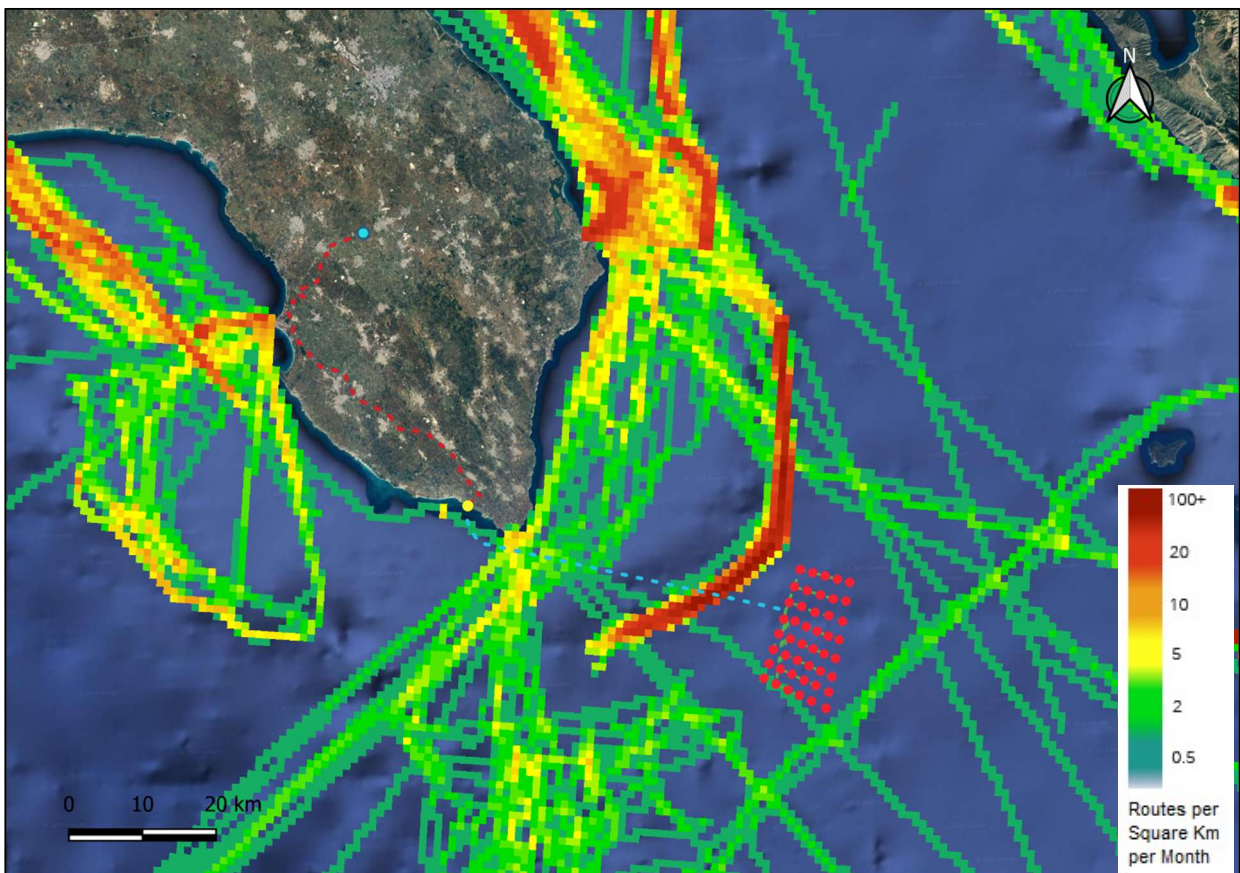


Figura 2.21 - densità delle rotte delle navi da pesca registrate a luglio 2022 (fonte: EMODnet)

Come si può evincere dalle immagini l’impianto eolico è stato localizzato in un’area al di fuori delle principali rotte per la pesca dove la stessa attività è pressochè assente.

2.2.4.7.2 Traffico marittimo

Il portale “EMODNet Human Activities” (European Marine Observation and Data Network) fornisce agli utenti l’accesso a dati e informazioni sulle attività svolte nelle acque dell’Unione Europea al fine di gestire in maniera efficace e sostenibile la risorsa marina e oceanica.

Dal portale EMODNET Human Activities sono stati ricavati i dati di densità delle rotte di tutte le tipologie di navi registrate nella stagione estiva 2022 (vedi Figura 2.22).

Dalla figura è possibile affermare che l’impianto eolico è stato ubicato in un’area marina in cui la densità di transito delle navi risulta molto bassa (tra le 2 e 5 rotte per km²), pertanto gli stessi aerogeneratori non rappresenterebbero un ostacolo rilevante alle attività di navigazione marittima. In fase successiva di progetto sarà effettuata la relazione tecnica sulla valutazione dei rischi della navigazione.

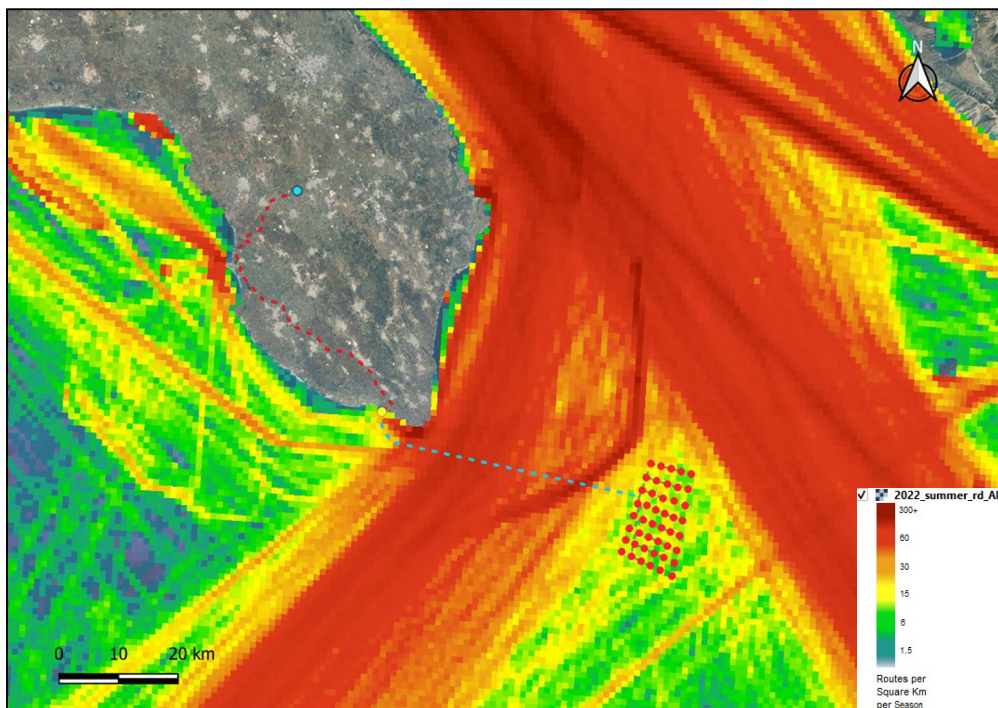


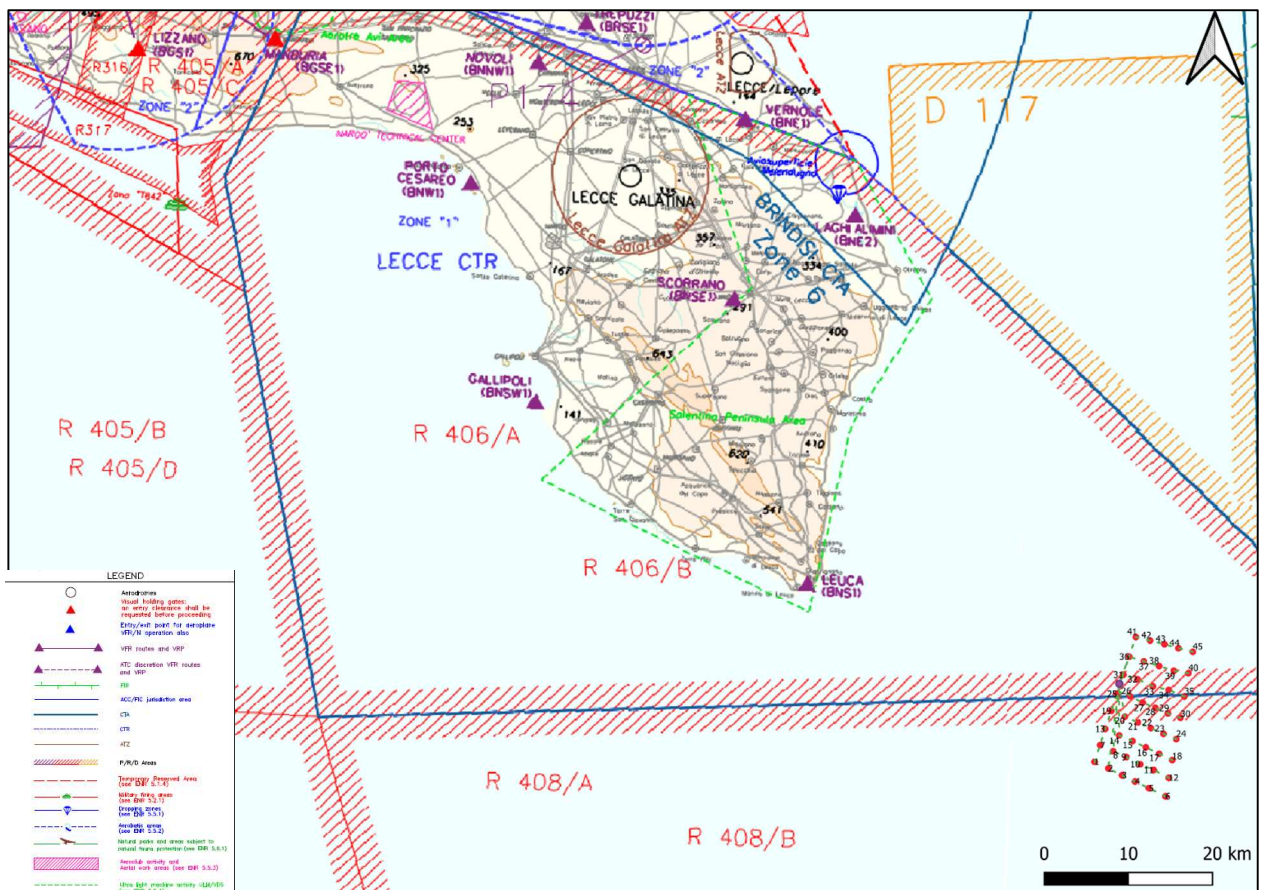
Figura 2.22 - Densità delle rotte navali (tutte le tipologie) in estate 2022 (fonte: EMODnet)

2.2.4.7.3 Ostacoli alle attività aeronautiche civili e militari

Secondo il Regolamento ENAC, qualsiasi possibile ostacolo alla navigazione che si sviluppi in altezza sopra i 45 m sul livello del mare deve essere sottoposto all’iter autorizzativo dell’Ente Preposto. Dalla cartografia ENAV sulla regolamentazione dello spazio aereo è possibile constatare inoltre che il parco eolico offshore ricade nell’area R 406/B e R408/B, caratterizzato da fasce di

interdizione al volo e comprese entrambe tra i 14500 e i 24500 piedi (4419-7467 m) e sulla quale vigono inoltre delle restrizioni essendo zona utilizzata per le esercitazioni militari dello spazio aereo.

In conclusione l'ubicazione del progetto risulta compatibile con le norme di aviazione civile e militare dato che le turbine presentano una altezza inferiore alle fasce di interdizione al volo; le turbine saranno comunque opportunamente segnalate con dispositivi luminosi e verniciature.



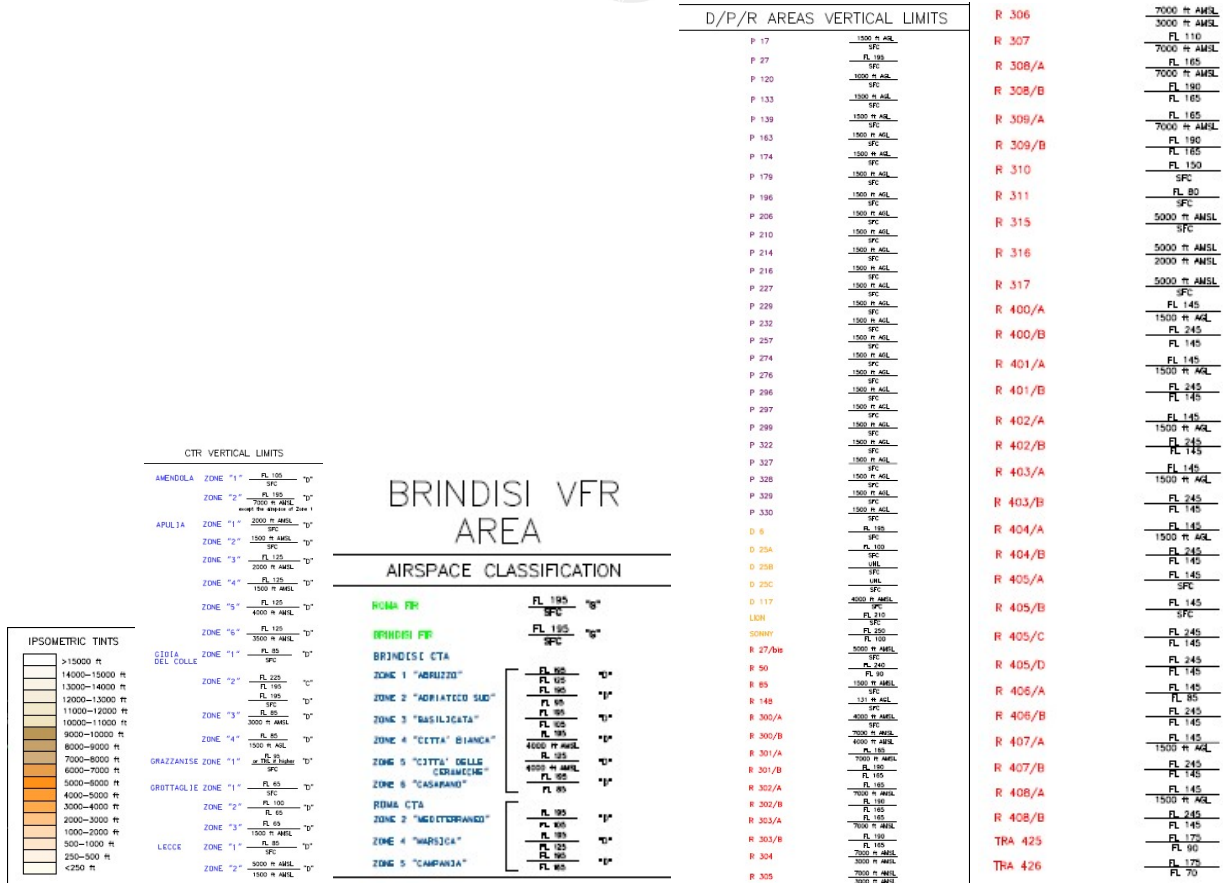


Figura 2.23 – Inquadramento parco eolico su carta VFR ENAV ENR6-3-11

2.2.4.7.4 Asservimenti infrastrutturali

Dal portale EMODNET Human Activities sono stati individuati i cavi sottomarini inerenti alle telecomunicazioni. Dalla Figura 2.24 si può constatare che nell'area di progetto non sono presenti linee di telecomunicazioni che potrebbero interferire con le operazioni di ancoraggio delle turbine galleggianti e di posa del cavidotto marino.

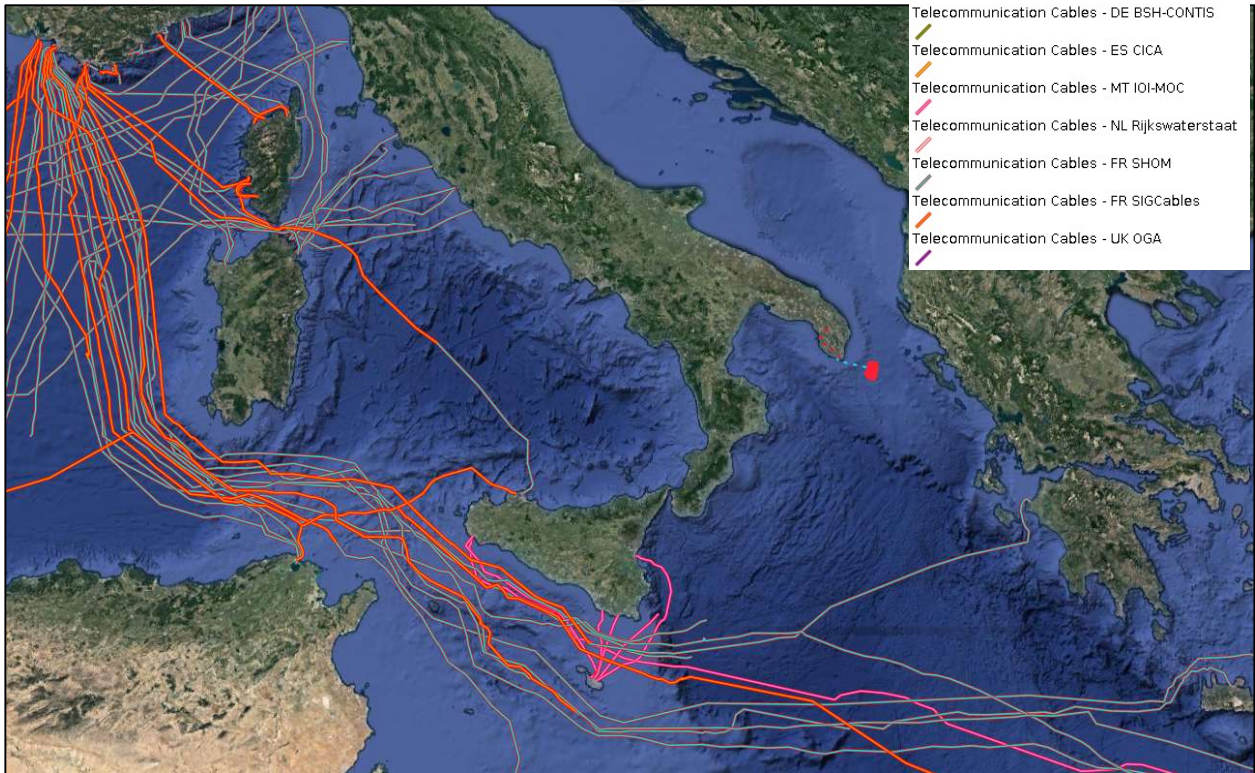


Figura 2.24 - Localizzazione delle reti di telecomunicazione sottomarine (fonte: EMODnet)

Da carta nautica è stato individuato un cavo sottomarino, intersecante il cavidotto elettrico di collegamento dalla sottostazione elettrica off-shore fino al punto di giunzione a terra. Dal fascicolo dell'Istituto Idrografico della marina "1111 INT 1" inerente alla simbologia delle carte nautiche, si può constatare la presenza del cavo ma non la sua natura.

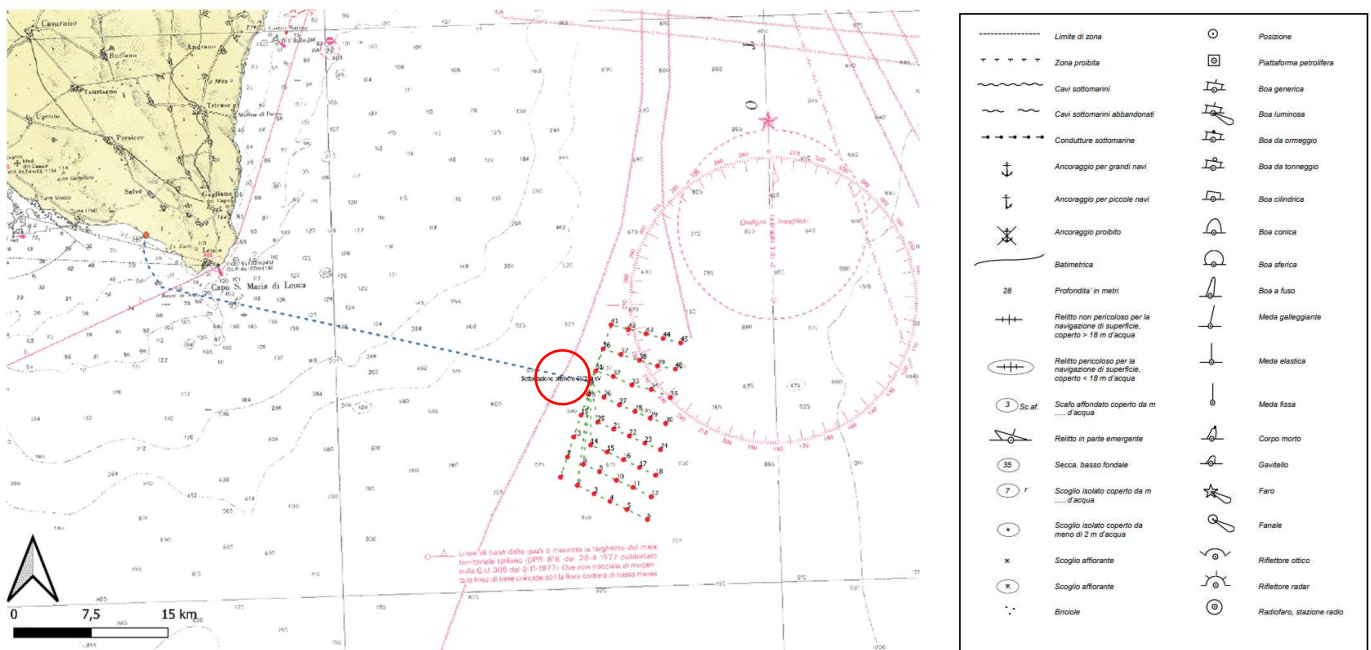


Figura 2.25 – Intersezione dei cavidotti sottomarini

L'intersezione può essere risolta tramite specifiche strategie di crossing, separando fisicamente le infrastrutture tramite l'interposizione di materassi in calcestruzzo, oppure il rock-dumping che prevede un getto di rocce al di sopra del cavidotto da attraversare.

L'attraversamento sarà concordato con gli enti gestori dei servizi coinvolti.

2.2.4.7.5 Titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare

I titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare, vengono conferiti dal Ministero dello sviluppo economico in aree della piattaforma continentale italiana istituite con leggi e decreti ministeriali, denominate "Zone marine" e identificate con lettere dell'alfabeto.

L'impianto offshore si colloca in zona F.

ZONA "F" - MARE ADRIATICO MERIDIONALE E MARE IONIO. Si estende nel mare Adriatico meridionale e nel mare Ionio fino allo stretto di Messina; è delimitata ad ovest dalla isobata dei 200 metri; ad est dalle linee di delimitazione ITALIA-CROAZIA, ITALIA-ALBANIA e ITALIA-GRECIA; a sud da archi di meridiano e parallelo. La zona F, istituita con D.M. 13/06/1975, è stata aperta precedentemente agli accordi con Grecia e Albania, e quindi inizialmente era delimitata da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana. Per adeguarla ai citati accordi, con D.M. 30/10/2008, è stata ripermetrata e ampliata sul lato sud, anche in considerazione delle nuove tecnologie che consentono attività minerarie in acque profonde. La zona F si estende per circa 50.520 kmq e costituisce circa il 9 % della piattaforma continentale italiana. L'impianto offshore inoltre si colloca nelle vicinanze di un'area che ha ottenuto nel 2018 un permesso di ricerca valido fino al 2024.

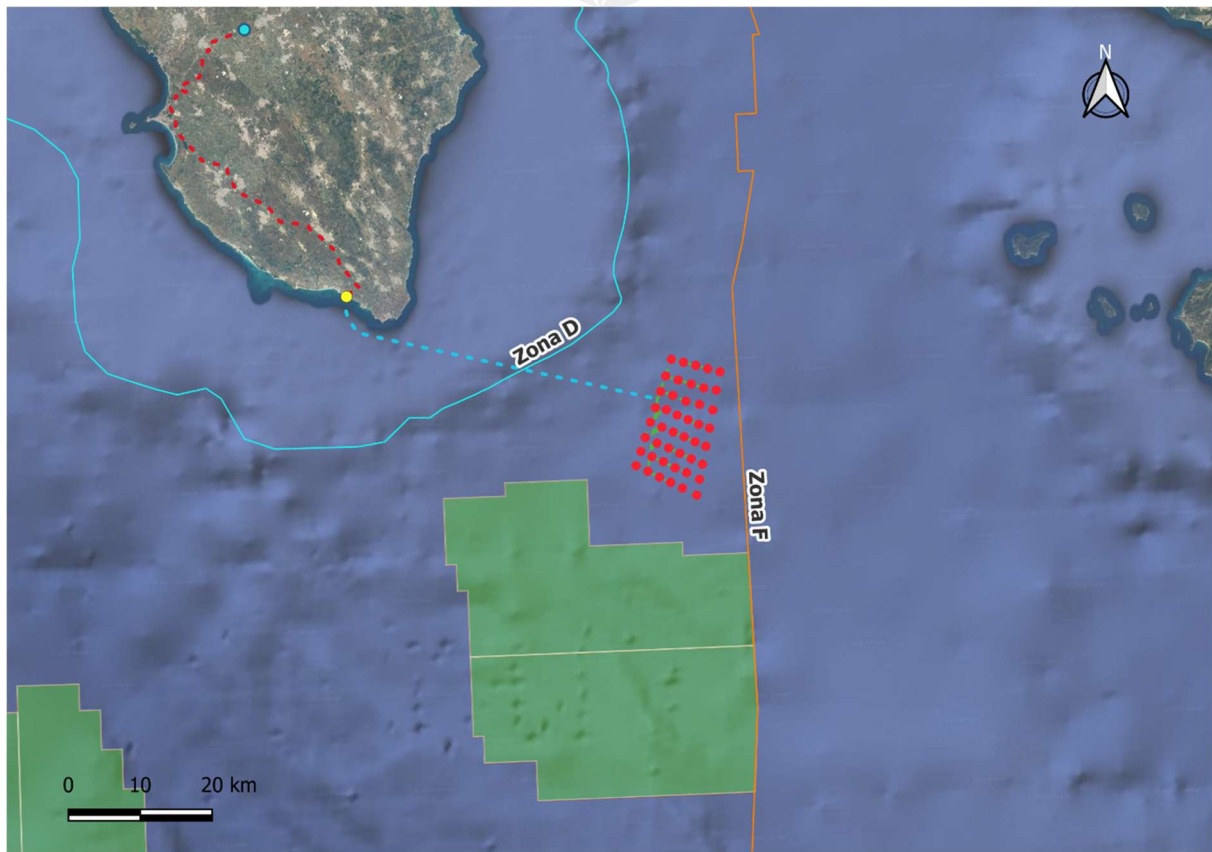


Figura 2.26 – Individuazione area di ricerca per idrocarburi.

3. ELEMENTI COSTITUTIVI DEL PROGETTO

Il parco eolico offshore in oggetto con le sue opere a mare e le opere a terra, sono descritte nei seguenti paragrafi.

3.1 *Elementi off-shore*

Le opere a mare, sono costituite principalmente da un aerogeneratore, una sottostazione off-shore, i cavidotti marini inter-array e i cavi di trasporto marini.

3.1.1 *Turbina eolica*

Le turbine eoliche impiegate avranno una potenza di 15 MW ciascuna, ipotizzando la turbina V236-15 MW di Vestas o similare, il quale il prototipo è stato installato in Lindø, Danimarca nel mese di novembre del 2022 ed entrerà in commercio nel 2024.

Non essendo disponibili tutti i dati caratteristici da scheda tecnica dell'aerogeneratore, i restanti sono stati assunti da studi scientifici da parte di NREL (National Renewable Energy Laboratory) e da IEA-wind.

In particolare, trattasi di aerogeneratori trifase con potenza massima di 15000 kW e tensione nominale preliminarmente definita in 690 V.

Le pale della macchina sono fissate su un mozzo e nell'insieme costituiscono il rotore che ha diametro massimo di 236 m: il mozzo a sua volta viene collegato ad un sistema di alberi e moltiplicatori di giri per permettere la connessione al generatore elettrico, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza, in bassa tensione verso il trasformatore BT/AT.

Tutti i componenti su menzionati, ad eccezione del rotore, sono ubicati in una cabina, detta navicella, la quale a sua volta, è posta su un supporto cuscinetto in modo da essere facilmente orientabile secondo la direzione del vento. L'intera navicella (realizzata in materiale plastico rinforzato con fibra di vetro) viene posta su di una torre tronco-conica tubolare.

Oltre ai componenti prima detti, vi è un sistema di controllo che esegue diverse funzioni:

- ✓ il controllo della potenza, che viene eseguito ruotando le pale intorno al proprio asse principale in maniera da aumentare o ridurre la superficie esposta al vento, in base al profilo delle pale;
- ✓ il controllo della navicella, detto controllo dell'imbardata, che serve ad inseguire la direzione del vento, ma che può essere anche utilizzato anche per il controllo della potenza;
- ✓ l'avviamento della macchina allorché è presente un vento di velocità sufficiente, e la fermata della macchina, quando vi è un vento di velocità superiore a quella massima per la quale la macchina è stata progettata.

La velocità del vento di avviamento è la minima velocità del vento che dà la potenza corrispondente al massimo rendimento aerodinamico del rotore. Quando la velocità del vento supera il valore corrispondente alla velocità di avviamento la potenza cresce al crescere della velocità del vento.

La potenza cresce fino alla velocità nominale e poi si mantiene costante fino alla velocità di *Cut-out wind speed* (fuori servizio).

Per ragioni di sicurezza a partire dalla velocità nominale la turbina si regola automaticamente e l'aerogeneratore fornirà la potenza nominale servendosi dei suoi meccanismi di controllo.

L'aerogeneratore si avvicinerà al valore della potenza nominale a seconda delle caratteristiche costruttive della turbina montata: passo fisso, passo variabile, velocità variabile, etc.

Le caratteristiche generali della turbina eolica sono riportate nella tabella seguente:

ROTORE	Diametro max	236 m
	Altezza al tip	290 m
	Numero di pale	3
	Area rotorica spazzata	43.742 m²
	Materiale	GRP (CRP) materiale plastico rinforzato con fibra di vetro
	Senso di rotazione	orario

	Posizione rotore	Sopra vento
TRASMISSIONE	Potenza massima	15.000 kW
SISTEMA ELETTRICO	Tipo generatore	Asincrono a 4 poli, doppia alimentazione, collettore ad anelli
	Tensione di uscita	690 V
	Frequenza	50 Hz
TORRE IN ACCIAIO	Altezza al mozzo (in ogni caso non si supererà l'altezza complessiva di 172 m)	172 m
	Numero segmenti	3
SISTEMA DI CONTROLLO	Tipo	Microprocessore
	Trasmissione segnale	Fibra ottica
	Controllo remoto	PC-modem, interfaccia grafica
CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO	Cut-in	3 m/s
	Cut-out	30 m/s
	Classe del vento	IEC S or S, T
	Temperatura di funzionamento	da -10 C°* a +25 C°* con un intervallo di de-valutazione da +25 C° a +45 C°
	Massima potenza sonora	118 dB(A)

Al fine di mitigare l'impatto visivo degli aerogeneratori, si utilizzeranno torri di acciaio di tipo tubolare, con impiego di vernici antiriflettenti di color grigio chiaro.

La protezione delle turbine eoliche dalla corrosione dovuta all'ambiente marino è assicurata dall'applicazione di vernici anticorrosive sui vari componenti della struttura.

Vi sono diverse categorie di vernici che dipendono dal tipo di struttura e dall'area di applicazione.

Le vernici utilizzate rispetteranno la serie di standard ISO 12944.

Gli aerogeneratori saranno equipaggiati con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e del Comando della Marina Militare e saranno dotati di un tag AIS (Automatic Identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione.

Inoltre, la segnalazione diurna consiste nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m.

L'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) potrà fornire eventuali prescrizioni concernenti la colorazione delle strutture o la segnaletica luminosa, diverse o in aggiunta rispetto a quelle precedentemente descritte.

Ogni turbina eolica è conforme agli standard internazionali per la sicurezza degli impianti elettrici delle unità mobili e fisse offshore. I rilevatori di fumo sono collocati in tutti i compartimenti elettrici della turbina eolica secondo la norma EN 54, attivando il sistema antincendio.

3.1.2 Piattaforma galleggiante

La piattaforma scelta per il sostegno della turbina eolica è di tipo semisubmersibile, come rappresentata in Figura 3.1.

In questa fase preliminare di progetto, sono state prese le caratteristiche generali rese disponibili dal report tecnico di IEA Wind (TCP Task 37- Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine), studiata per sorreggere una turbina analoga al caso oggetto di progetto. In fase successiva di progetto, verrà scelta una piattaforma per il caso specifico.

La disposizione preliminare dello scafo comprende tre colonne galleggianti di circa 12,5 m di diametro distanziate radialmente con centri che distano circa 52 m dall'asse verticale della torre. L'interfaccia piattaforma-torre è in cima a una quarta colonna galleggiante situata al centro della piattaforma nel piano di oscillazione dell'onda. Questa colonna centrale è collegata alle colonne esterne tramite tre pontoni inferiori rettangolari di 12,5 m di larghezza per 7,0 m di altezza e tre puntoni radiali di 0,9 m di diametro fissati rispettivamente alla parte inferiore e superiore delle colonne galleggianti. La massa dello scafo è di circa 4 tonn in acciaio, con all'interno 2,5 tonn di cemento armato ferroso fisso e distribuito omogeneamente, e fino a 11,3 tonn di acqua utile a stabilizzare la piattaforma.

Una volta installato, la piattaforma ha un pescaggio di 20 m al di sotto del livello del mare con un bordo libero di 15 m al piano superiore delle colonne. L'unità completamente assemblata sposta 20.206 metri cubi (m³) di acqua di mare (con una densità presunta di 1.025 chilogrammi per metro cubo [kg/m³]).

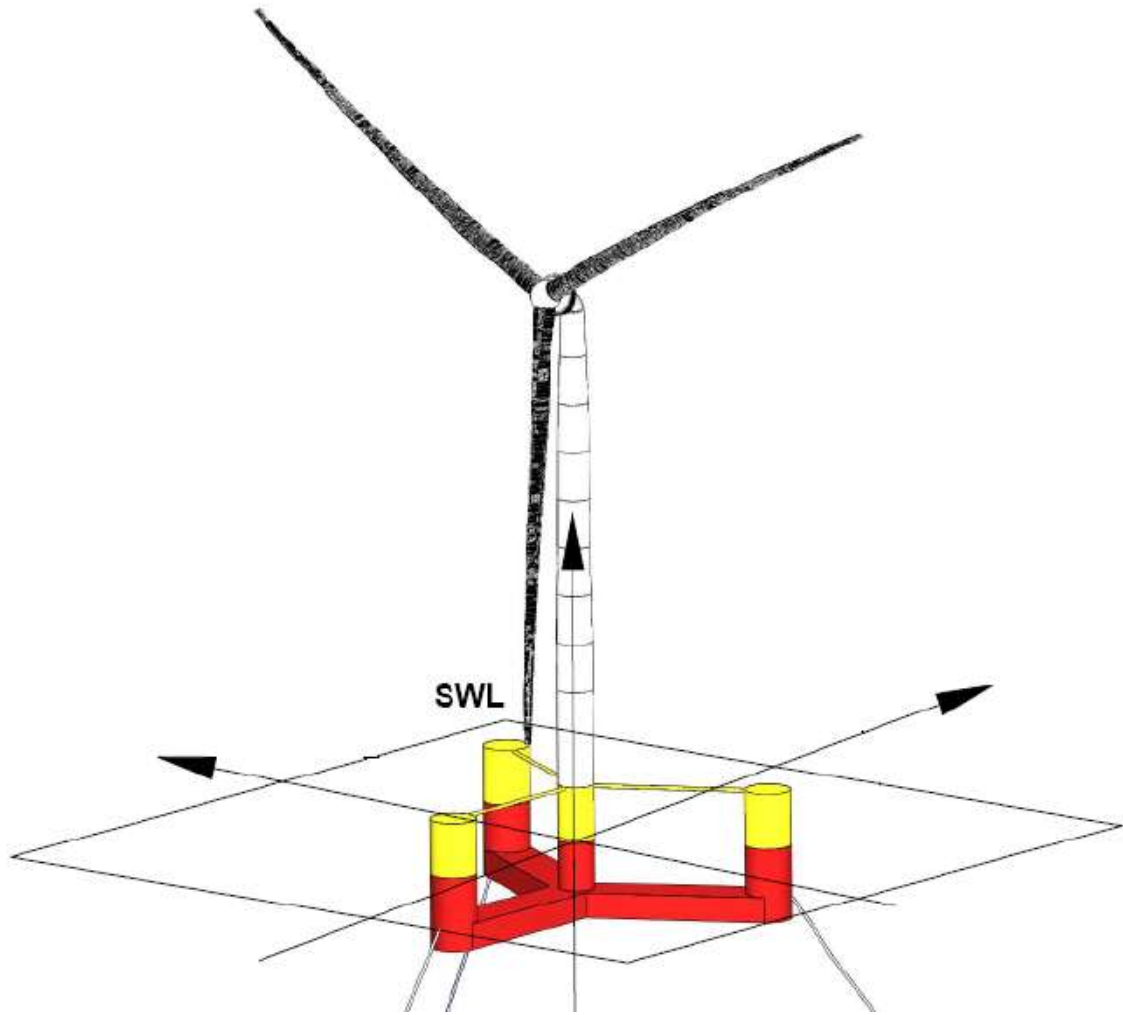


Figura 3.1 – Piattaforma galleggiante per la turbina eolica- tipo semisubmersibile - Fonte: IEA wind.

La piattaforma galleggiante per la sottostazione off-shore è di tipo "barge" costituita da una dumping pool disposta centralmente. Un esempio è mostrato in Figura 3.2.

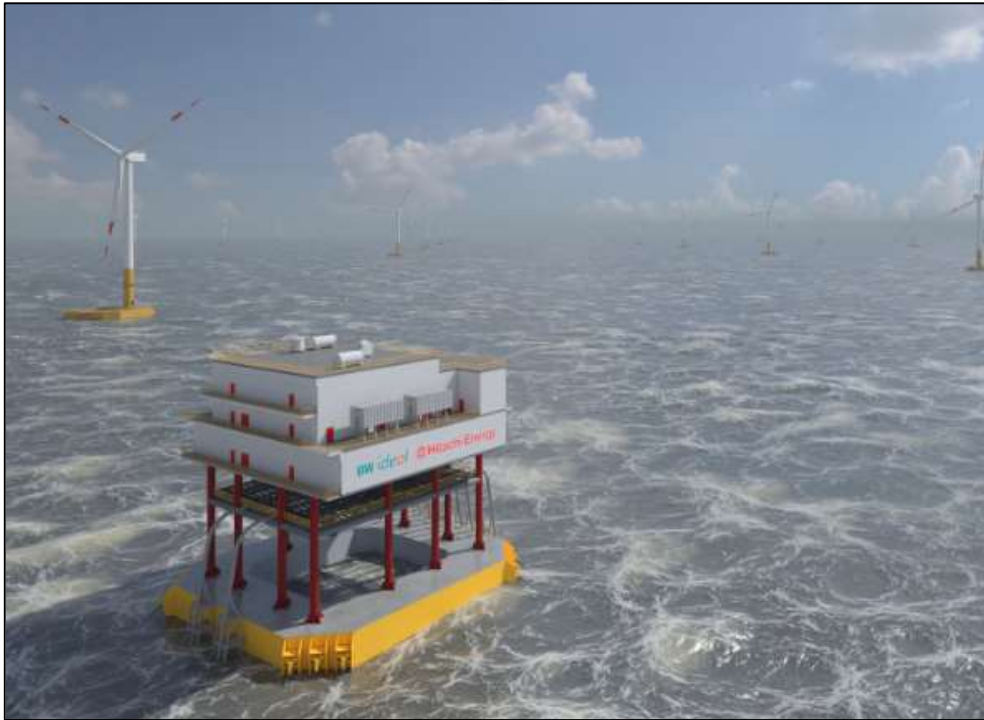


Figura 3.2 – Esempio piattaforma galleggiante di tipo barge dumping pool (Fonte: <https://www.bw-ideol.com/en/floating-substation>)

3.1.3 Sistema di ormeggio ed ancoraggio aerogeneratori

Il sistema di ancoraggio proposto sia per la sottostazione offshore che per l'aerogeneratore è di tipo taut moorings (ancoraggio teso).

La scelta ricade sull'ottimizzazione della performance della produzione di energia, in quanto, l'ancoraggio teso consente una minore mobilità della turbina rispetto all'ancoraggio con catenaria, ottenendo così delle forze aerodinamiche scambiate tra vento e pale maggiori.

Con l'ancoraggio teso si avranno dei carichi verticali elevati, che saranno sostenuti dal tipo di ancora a pali elicoidali.

L'uso di pali elicoidali avviene normalmente nei casi in cui sono richieste grandi capacità di trazione. La possibilità di utilizzare pali elicoidali di grande diametro offre molti vantaggi poiché hanno ottime caratteristiche di resistenza a carico di trazione e possono essere utilizzate in un'ampia gamma di condizioni del suolo.

Sono riutilizzabili nel senso che possono essere facilmente "svitati" e questo aiuterà l'eventuale fase di dismissione.

Di seguito si riportano le compatibilità del tipo di linea di ancoraggio con le tipologie di ancora, in riferimento allo studio di American Bureau of Shipping (ABS), Corporate Offshore Technology, Renewables, 2013. Offshore Anchor Data for Preliminary Design of Anchors of Floating Offshore Wind Turbines.

Linea di ancoraggio	Ancora a trascinamento	Pali aspirati	Pali ad elica	Ancora a gravità
Catenaria	+	+	+	
Linea tesa		+	+	+

Dal medesimo riferimento (ABS), vengono analizzate le caratteristiche del terreno in combinazione con i tipi di ancoraggio specifici:

- Ancore di trascinamento: argilla molto morbida, argilla media, argilla dura, sabbia;
- Ancore a gravità: argilla molto morbida, argilla media;
- Pali di aspirazione: argilla molto morbida, argilla media;
- Pali ad elica: argilla molto morbida, argilla media, sabbia.

Di seguito si riassumono le caratteristiche del sistema di ormeggio:

Tipo di ormeggio	Linea tesa (Taut moorings)
Materiale delle linee di ormeggio	Catene in acciaio inox
Numero degli ormeggi	3
Lunghezza ormeggi	Da 645 a 780 m
Numero di ancore	3
Tipo di ancore	Pali a vite
Profondità affondamento dell'ancora	Da definire
Inclinazione linea di ormeggio rispetto a orizzonte	Circa 10°

In fase successiva di progetto si provvederà a studiare un sistema di ormeggio e di ancoraggio per il caso in esame.

3.1.4 Stazione di trasformazione off-shore

La prima sottostazione ("Lato mare") AAT/AT sarà di tipo offshore su una piattaforma galleggiante di tipo "barge" con un sistema di ancoraggio composto da taut moorings e pali ad elica. Riceve l'energia prodotta dagli aerogeneratori attraverso la rete di raccolta a 66 kV ed è il punto di raccolta e trasformazione del livello di tensione da 66 kV a 220 kV per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino ad una seconda sottostazione onshore AAT/AAT ("Lato connessione") che prevede l'elevazione di tensione 220/380 kV nei pressi del punto di consegna alla rete di trasmissione nazionale proposto a 380kV di Terna S.p.A., denominata "Galatina".

La sottostazione 220/66 kV comprenderà tre montanti AT per l'impianto in oggetto, ciascuno dei quali sarà principalmente costituito da uno stallo trasformatore.

Lo stallo trasformatore AT/MT sarà composto da:

- trasformatore di potenza 220/66 kV
- terna di scaricatori 220 kV;
- terna di TV induttivi 220 kV;
- quadro di distribuzione ibrido 220 kV (costituito da TA, interruttore tripolare e sezionatore tripolare)
- terna di scaricatori più terminale 220 kV per il raccordo con la linea in partenza verso il pozzetto di giunzione sulla costa prima e la stazione onshore poi;

La piattaforma galleggiante sarà costituita da 5 piani; al primo piano ci sarà il locale AT per l'arrivo cavi dal parco eolico e i tre trasformatori 220/66 kV; al secondo piano ci sarà lo stallo trasformatore come sopra descritto; al terzo piano ci sarà un fabbricato suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, ed un locale di protezione e controllo; al quarto piano ci saranno gli statcom per la regolazione della potenza reattiva immessa in rete e troveranno posto anche bagni, spogliatoi e alloggi per il personale; al quinto e ultimo piano ci sarà la parte riservata all'eliporto per l'atterraggio degli elicotteri.

Inoltre, saranno presenti:

- Apparecchiature di misura;
- Interruttori di protezione lato AT 66 kV;
- Interruttori di protezione del trasformatore 220/66 kV

Maggiori dettagli sono riportati nel report "DC22146P-07-Relazione elettrica".

3.1.5 Cavidotti marini inter-array

I cavidotti marini "inter-array" in predisposizione "entra-esci" tra gli aerogeneratori, a gruppi di cinque, hanno una tensione di 66 kV ciascuno. I cavi utilizzati saranno in rame, per posa sommersa, di tipo multipolare, isolati in XLPE, per una tensione di 48/66 kV.

Ogni cavo è di tipo multipolare con sezione da 185 mm² o 300 mm² a seconda della corrente che esso trasporta, dotato di schermo metallico e saranno comprensivi di fibra ottica.

In Figura 3.3 si riportano le caratteristiche tecniche del cavo scelto.

Specincations	Approx. conductor diameter	Nominal insulation thickness	Nominal armor steel wire dia	Approx. OD	Approx. weight	Conductor resistance		Capacitance	Inductance	Ampacity		Short curcit current		
						DC 20°C	AC 90°C			Air	Earth	Conductor	Screen	
	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	mH/km	A	A	kA	kA	
48/66 kV	3×95	11.6	13.0	6.0	134	36.3	0.193	0.246	0.120	0.486	318	261	13.6	6.9
	3×120	13.0	13.0	6.0	137	38.7	0.153	0.196	0.127	0.469	354	289	17.2	7.5
	3×150	14.4	13.0	6.0	140	40.9	0.124	0.159	0.135	0.455	389	316	21.5	7.7
	3×185	16.2	13.0	6.0	145	43.9	0.0991	0.127	0.144	0.438	429	346	26.5	8.4
	3×240	18.4	13.0	6.0	150	47.1	0.0754	0.0976	0.156	0.420	481	386	34.3	8.8
	3×300	20.6	13.0	6.0	155	51.4	0.0601	0.0778	0.167	0.406	525	419	42.9	9.6

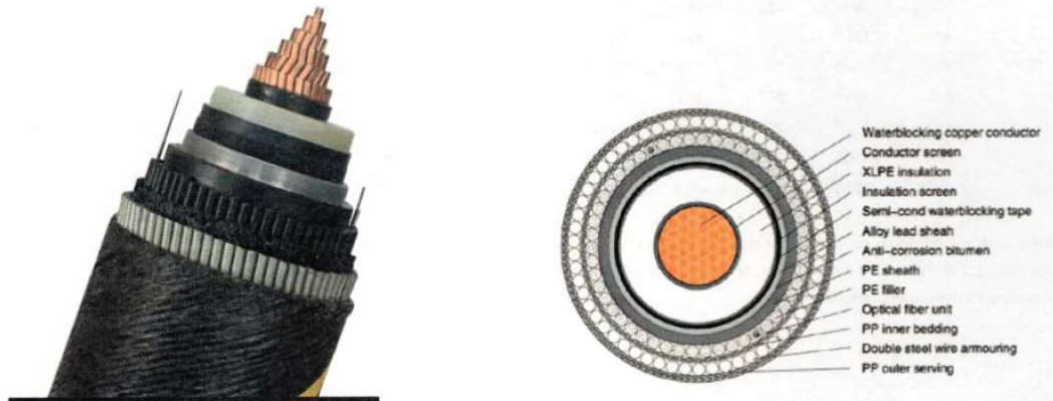


Figura 3.3 – Caratteristiche tecniche cavo sottomarino inter-array. Fonte: Shanghai Qifan.

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

Gli accessori principali sono:

- Il "J tube" ovvero un tubo metallico convogliatore del cavo elettrico in uscita dalla turbina
- il limitatore di piegatura in poliuretano "bend stiffener" che protegge il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo "Lazy-Wave";
- i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare ("touchdown point").
- Bend restrictors e stress termination che giuntano il cavidotto dinamico a quello statico.

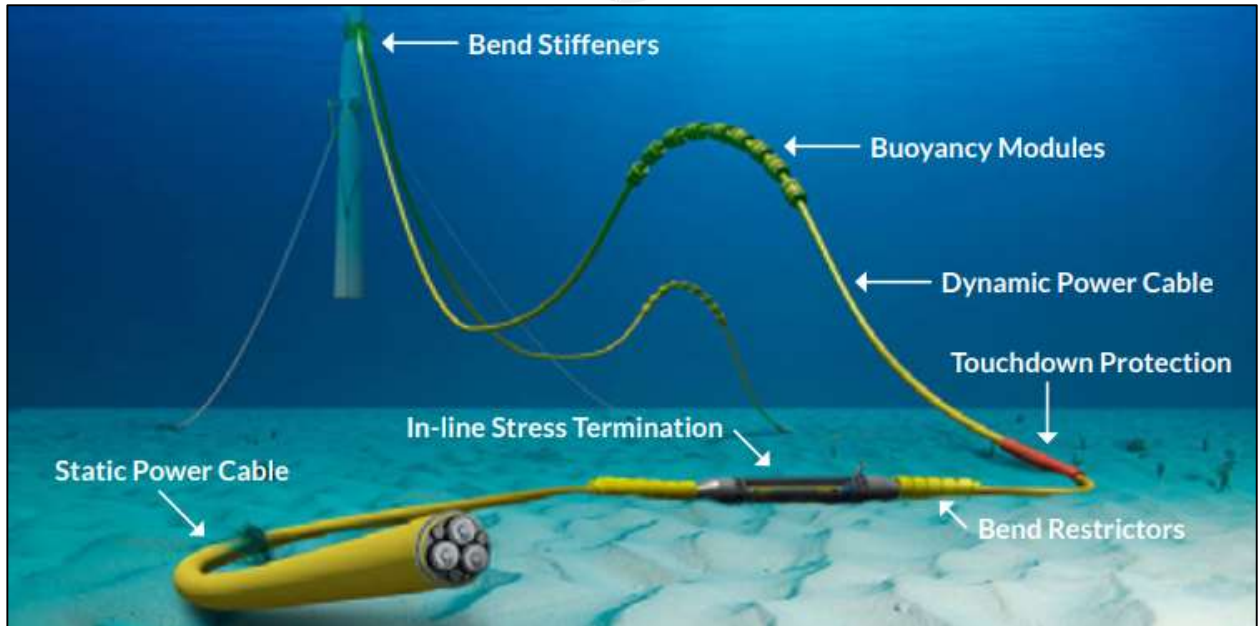


Figura 3.4 – Illustrazione di un layout generale di cavidotti inter-array. Fonte: NREL.

Considerando la distanza tra gli aerogeneratori con le relative profondità ed il percorso che essi devono compiere nella configurazione studiata nel layout, la lunghezza totale è di circa 168 km.

Di seguito si riporta la tabella con le lunghezze dei cavi:

LINE	Dist. cad (m)	Cable					Section (mm2)
		XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	
WTG01-WTG07	3410	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG07-WTG13	3308	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG13-WTG19	3531	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG19-WTG25	3453	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG25-SSE OFF SHORE	2585	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG06-WTG05	3370	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG05-WTG04	3200	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG04-WTG03	3056	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG03-WTG02	3141	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG02-SSE OFF SHORE	11470	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG12-WTG11	3371	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG11-WTG10	3101	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG10-WTG09	3177	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG09-WTG08	3025	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG08-SSE OFF SHORE	9370	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG18-WTG17	3071	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185

WTG17-WTG16	3085	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG16-WTG15	3065	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG15-WTG14	3051	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG14-SSE OFF SHORE	7460	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG24-WTG23	2990	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG23-WTG22	2987	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG22-WTG21	3006	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG21-WTG20	3017	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG20-SSE OFF SHORE	5298	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG30-WTG29	2936	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG29-WTG28	2980	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG28-WTG27	3042	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG27-WTG26	3089	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG26-SSE OFF SHORE	3326	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG35-WTG34	3529	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG34-WTG33	3376	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG33-WTG32	3379	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG32-WTG31	3061	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG31-SSE OFF SHORE	2462	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG40-WTG39	3206	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG39-WTG38	3229	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG38-WTG37	3252	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG37-WTG36	3121	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG36-SSE OFF SHORE	4718	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG45-WTG44	3203	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG44-WTG43	3123	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG43-WTG42	3152	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG42-WTG41	3126	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG41-SSE OFF SHORE	7229	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300

3.1.6 Cavidotti marini di vettoriamento

Nell'ipotesi formulata i tre cavi marini di collegamento sono lunghi circa 48,31 km l'uno, considerando la posa lungo la batimetria fino allo sbarco sulla costa. Il percorso non interferisce con aree protette o naturalistiche e con aree militari, aree archeologiche (atteso il fatto che il percorso sarà oggetto di specifiche indagine subacquee per dettagliare l'area di interesse).

La connessione della SSE off-shore fino al pozzetto di giunzione, consiste in tre cavi unipolari in rame con isolamento XLPE di sezione preliminare di 1600 mm² ad una tensione di 127/220 kV, comprensivi di fibra ottica.

In Figura 3.5 si riportano le caratteristiche tecniche del cavo scelto.

Specifications	Approx. conductor diameter	Nominal insulation thickness	Nominal armor steel wire dia	Approx. OD	Approx. weight	Conductor resistance		Capacitance	Inductance	Ampacity		Short circuit current		
						DC 20°C	AC 90°C			Air	Earth	Conductor	Screen	
	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	mH/km	A	A	kA	kA	
48/66 kV	3×95	11.6	13.0	6.0	134	36.3	0.193	0.246	0.120	0.486	318	261	13.6	6.9
	3×120	13.0	13.0	6.0	137	38.7	0.153	0.196	0.127	0.469	354	289	17.2	7.5
	3×150	14.4	13.0	6.0	140	40.9	0.124	0.159	0.135	0.455	389	316	21.5	7.7
	3×185	16.2	13.0	6.0	145	43.9	0.0991	0.127	0.144	0.438	429	346	26.5	8.4
	3×240	18.4	13.0	6.0	150	47.1	0.0754	0.0976	0.156	0.420	481	386	34.3	8.8
	3×300	20.6	13.0	6.0	155	51.4	0.0601	0.0778	0.167	0.406	525	419	42.9	9.6
64/110 kV	1×240	18.4	19.0	5.0	111	28.0	0.0754	0.0970	0.125	2.180	553	527	34.8	13.4
	1×300	20.6	18.5	5.0	112	29.4	0.0601	0.0777	0.135	2.150	612	612	43.4	13.6
	1×400	23.5	17.5	5.0	113	31.3	0.0470	0.0613	0.151	2.120	681	681	57.7	14.4
	1×500	26.6	17.0	5.0	115	33.5	0.0366	0.0484	0.167	2.090	752	752	72.1	14.8
	1×630	30.2	16.5	5.0	119	36.7	0.0283	0.0383	0.185	2.060	830	830	90.8	15.9
	1×800	34.5	16.0	5.0	123	39.5	0.0221	0.0309	0.207	2.030	909	909	115.1	17.4
	1×1000	38.5	16.0	5.0	127	43.3	0.0176	0.0257	0.223	2.000	983	983	143.8	18.9
	3×240	18.4	19.0	6.0	191	69.7	0.0754	0.0973	0.127	0.430	526	452	34.8	13.4
	3×300	20.6	18.5	6.0	194	72.3	0.0601	0.0782	0.137	0.408	593	501	43.4	13.6
	3×400	23.5	17.5	6.0	196	76.3	0.0470	0.0617	0.153	0.436	671	558	57.7	14.4
	3×500	26.6	17.0	6.0	201	81.2	0.0366	0.0491	0.169	0.416	757	618	72.1	14.8
	3×630	30.2	16.5	6.0	209	89.3	0.0283	0.0392	0.187	0.400	846	679	90.8	15.9
	3×800	34.5	16.0	6.0	218	98.3	0.0221	0.0322	0.209	0.331	940	740	115.1	16.9
	3×1000	38.5	16.0	6.0	227	108.9	0.0176	0.0272	0.226	0.368	1026	795	143.8	17.7
127/220 kV	1×400	23.5	27.0	5.0	135	36.4	0.0470	0.0613	0.116	1.770	744	704	57.7	18.7
	1×500	26.6	27.0	5.0	138	38.2	0.0366	0.0484	0.124	1.740	840	780	72.1	19.3
	1×630	30.2	26.0	5.0	140	40.7	0.0283	0.0383	0.137	1.720	945	857	90.8	20.4
	1×800	34.5	25.0	5.0	143	42.9	0.0221	0.0309	0.152	1.690	1051	930	115.1	20.9
	1×1000	38.5	24.0	5.0	145	45.3	0.0176	0.0257	0.168	1.670	1186	991	143.8	21.3
	1×1200	44.4	24.0	5.0	151	48.8	0.0151	0.0200	0.184	1.640	1290	1085	172.5	23.4
	1×1400	47.4	24.0	5.0	155	52.4	0.0129	0.0174	0.195	1.630	1373	1139	201.1	25.2
	1×1600	50.0	24.0	5.0	158	55.9	0.0113	0.0154	0.202	1.620	1444	1184	229.8	26.7
	3×400	23.5	27.0	6.0	245	190	0.0470	0.0616	0.116	0.485	673	563	57.7	18.7
	3×500	26.6	27.0	6.0	252	196	0.0366	0.0488	0.124	0.467	761	626	72.1	19.3
	3×630	30.2	26.0	6.0	256	203	0.0283	0.0389	0.137	0.444	855	690	90.8	20.4
	3×800	34.5	25.0	6.0	261	210	0.0221	0.0317	0.152	0.420	951	753	115.1	20.9
	3×1000	38.5	24.0	6.0	265	218	0.0176	0.0268	0.168	0.402	1038	809	143.8	21.3

Figura 3.5 - Caratteristiche tecniche cavo sottomarino di vettoriamento. Fonte: Shanghai Qifan.

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

Gli accessori principali sono:

- il limitatore di piegatura in poliuretano "bend stiffener" che protegge il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo "Lazy-Wave";
- i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare ("touchdown point").
- Bend restrictors e stress termination che giuntano il cavidotto dinamico a quello statico.

A protezione del cavidotto marino da fenomeni antropologici e naturali, sarà necessario adottare dei sistemi di protezioni. Il metodo proposto è la protezione tramite dei materassi in CRP come mostrato in Figura 3.6.

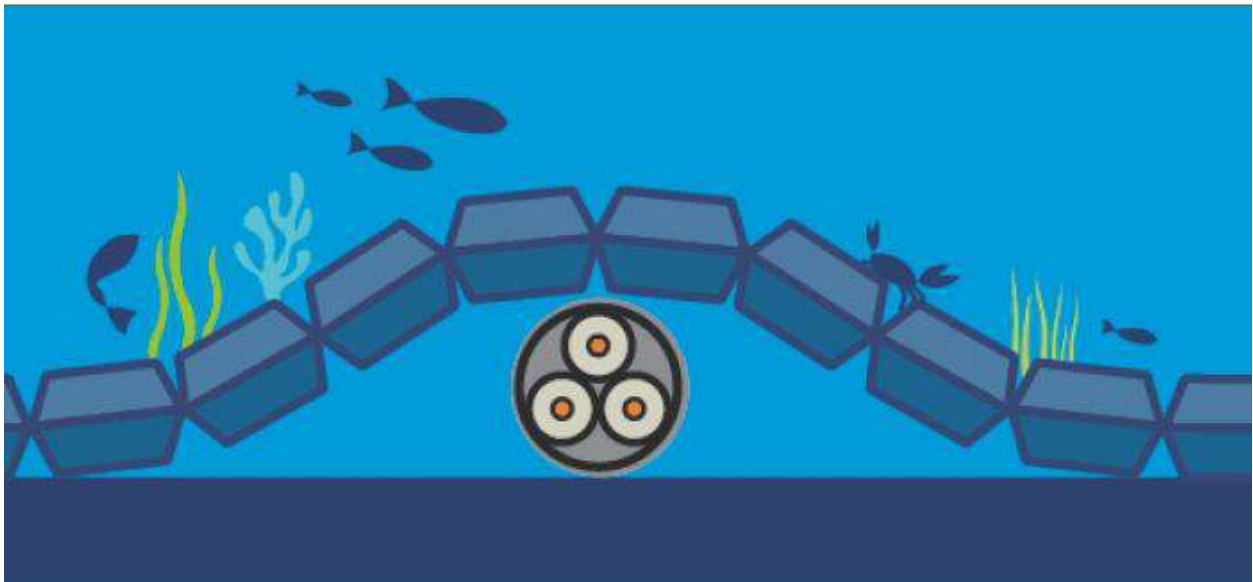


Figura 3.6 – Protezione del cavidotto marino con materassi in CRP.

In prossimità della costa e per raggiungere il punto di giunzione TJB, si ipotizza invece, a tutela della costa, visto che il punto di sbarco ricade su una spiaggia libera dove è stata analizzata la presenza di biocenosi, la posa con metodologia TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata). Laddove per ragione morfologiche non sia tecnicamente possibile l'esecuzione in TOC, tale metodologia potrà essere combinata con tecniche in semplice appoggio sul fondale mediante zavorre protettive modulari in ghisa installate direttamente sul corpo del cavo con la triplice funzione di garantire la stabilità posizionale del cavo, assicurare idonea protezione meccanica, minimizzare l'impronta e gli effetti sul fondale.

3.2 Elementi on-shore

3.2.1 Pozzetto di giunzione allo sbarco

Lo sbarco a terra corrisponde alla zona di transizione tra il settore marittimo e il settore terrestre e la sua localizzazione è stata individuata in una zona litorale del Comune di Patù, caratterizzata da opere stradali esistenti.

In tale punto sarà realizzato un pozzetto di giunzione interrato in c.a. come quello riportato nella figura seguente e nelle tavole di dettaglio (DW22146P-11, DW22146P-12, DW22146P-13). Da esso partirà il cavidotto terrestre interrato a 220 kV.

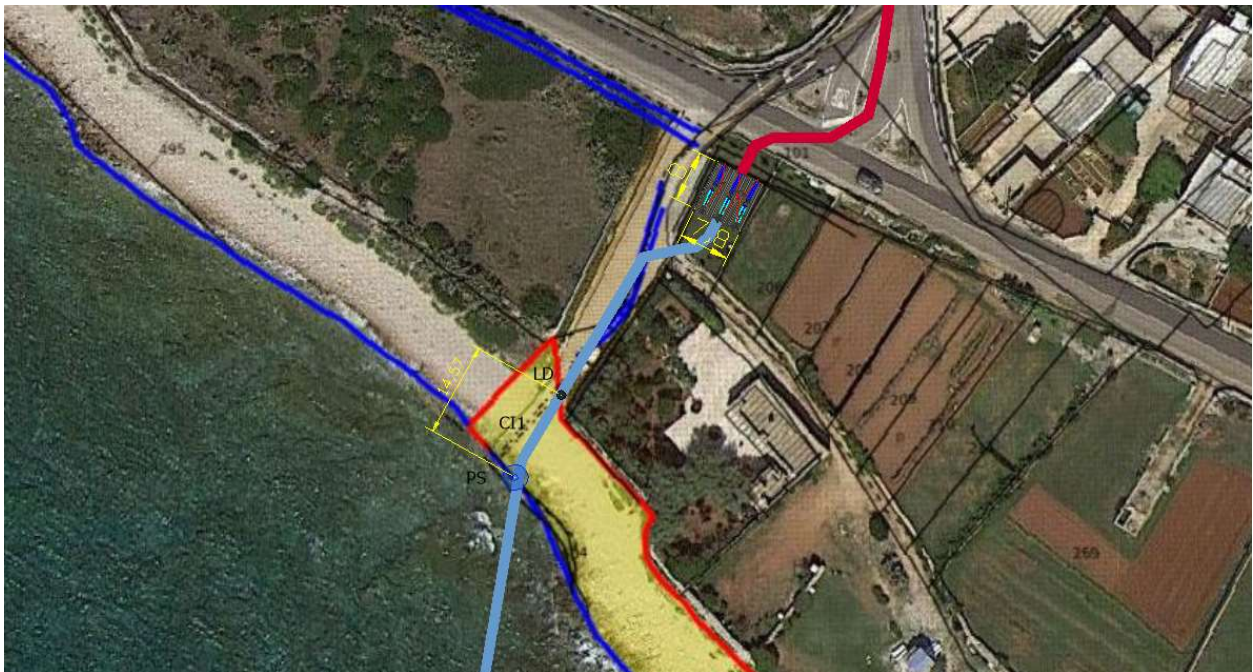
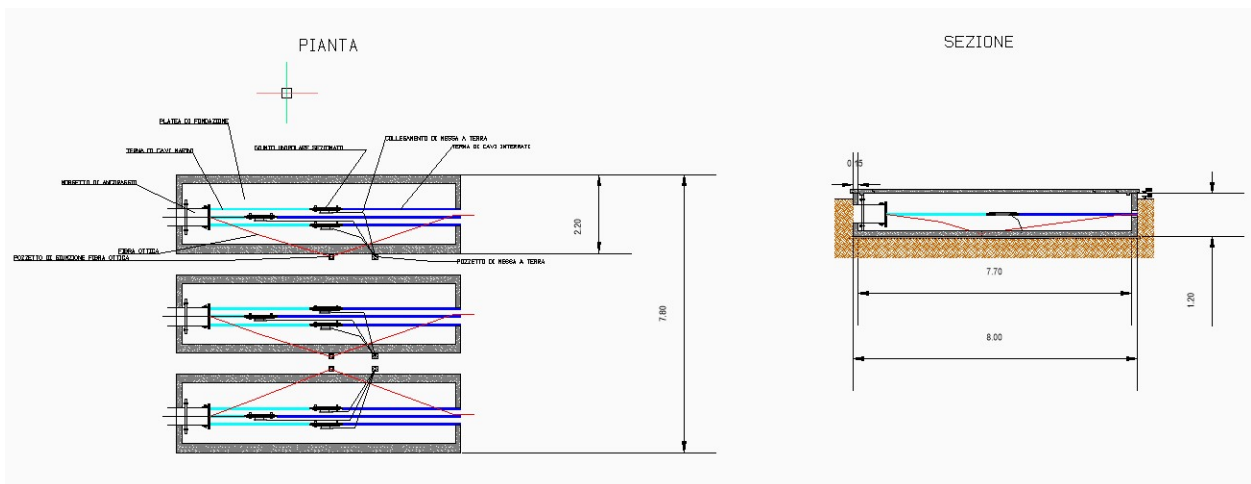


Figura 3.7 – Pozzetto di giunzione in prossimità del punto di sbarco

3.2.2 Cavidotto terrestre

Nell'ipotesi formulata i tre cavi terrestri di collegamento sono lunghi circa 61 km l'uno.

È stato scelto il percorso più corto e veloce che non interferisse con i vincoli ambientali, passando su strade già esistenti (Figura 3.8). Le strade locali interessate dalla posa interrata del cavidotto elettrico dal punto di giunzione alla sottostazione elettrica sono:

- Strada Provinciale 326;
- Strada Statale 274;
- Strada Statale 101;
- Strada Provinciale 194;
- strade locali non aventi denominazione propria;
- Strada Provinciale 231;
- altre strade locali non aventi denominazione propria;
- Via Vincenzo Zizzari;
- Strada Provinciale 363;
- Strada Provinciale 47.

Sarà prevista una TOC (Trivellazione orizzontale controllata) nel punto di coordinate Lat:40.102651° e Long: 18.048246° (Figura 3.9), al fine di evitare l'interferenza con la linea ferroviaria.

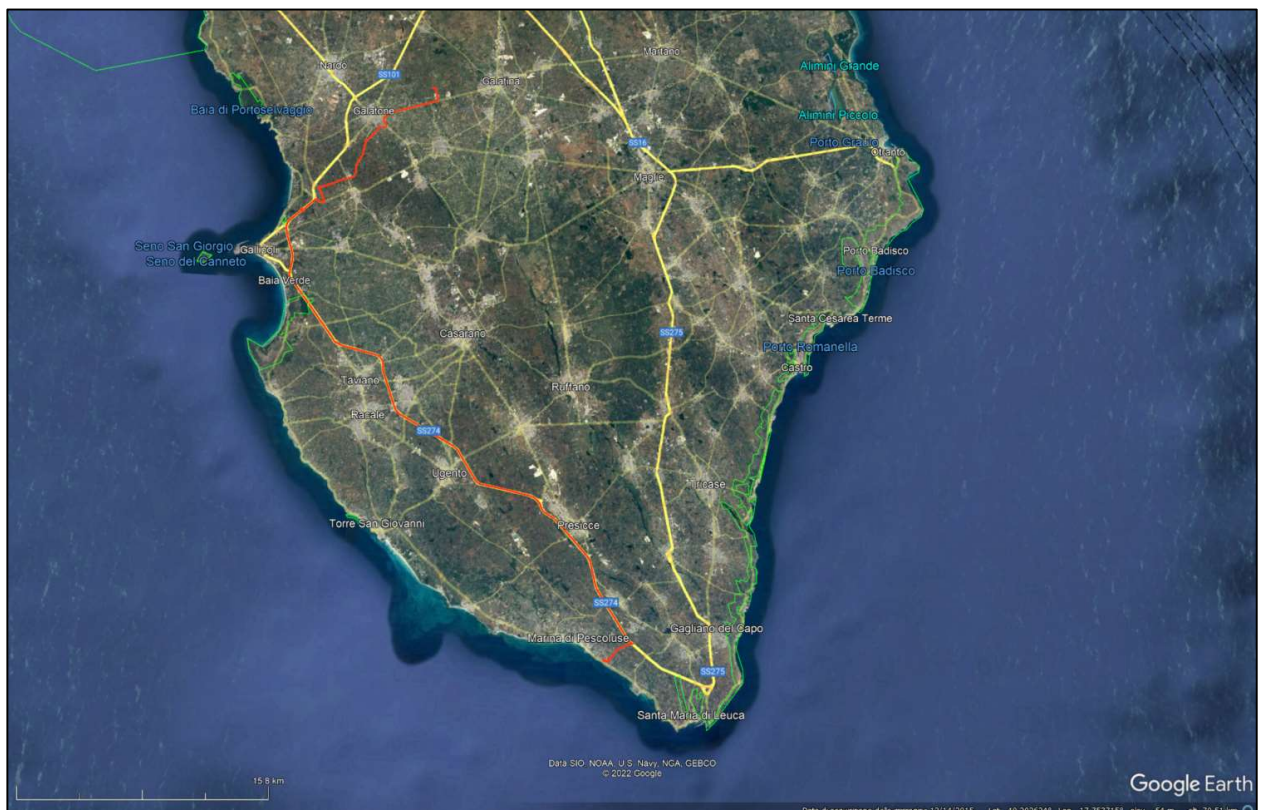


Figura 3.8 – Tracciato cavidotto terrestre su Google Earth.

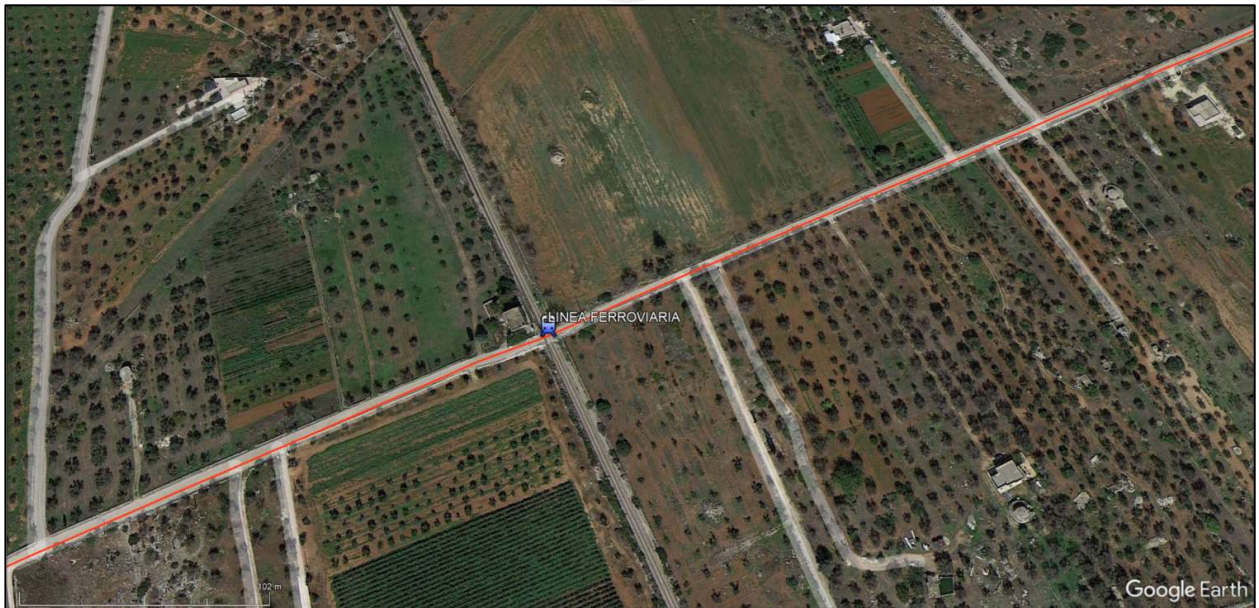


Figura 3.9 – Inquadramento linea ferroviaria su Google Earth.

La rete interrata di connessione tra il pozzetto di giunzione e la sottostazione elettrica on-shore, avviene in uno scavo comprensivo di tre cavi unipolari in rame con isolamento XLPE di sezione 1600 mm^2 ad una tensione di 220 kV, comprensivi di fibra ottica.

I cavi posati in trincea saranno con disposizione a "trifoglio", ad una profondità 1,5 m (quota piano di posa) su di un letto di sabbia dello spessore di 10 cm circa. I cavi saranno ricoperti sempre di sabbia per uno strato di 70 cm, sopra il quale sarà posata una lastra in cemento armato avente funzione di protezione meccanica dei cavi. Con funzione di segnalazione, poco sopra la lastra sarà posata una rete rossa in PVC tipo Tenax e, a circa 50 cm di profondità, un nastro di

segnalazione in PVC, riportante la dicitura "ELETTRDOTTO A.T. 220.000 V". All'interno della trincea è prevista l'installazione di n°3 tubi PEHD Ø 50 mm entro i quali sarà posata la Fibra Ottica; saranno inoltre presenti eventualmente delle corde nude di rame per la messa a terra, la scelta dipenderà dai calcoli in fase esecutiva.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotta interrato posizionando opportuna segnaletica.

Su viabilità pubblica si dovranno apporre in superficie opportune paline segnaletiche con l'indicazione della tensione di esercizio e con i riferimenti della Società responsabile dell'esercizio della rete AT.

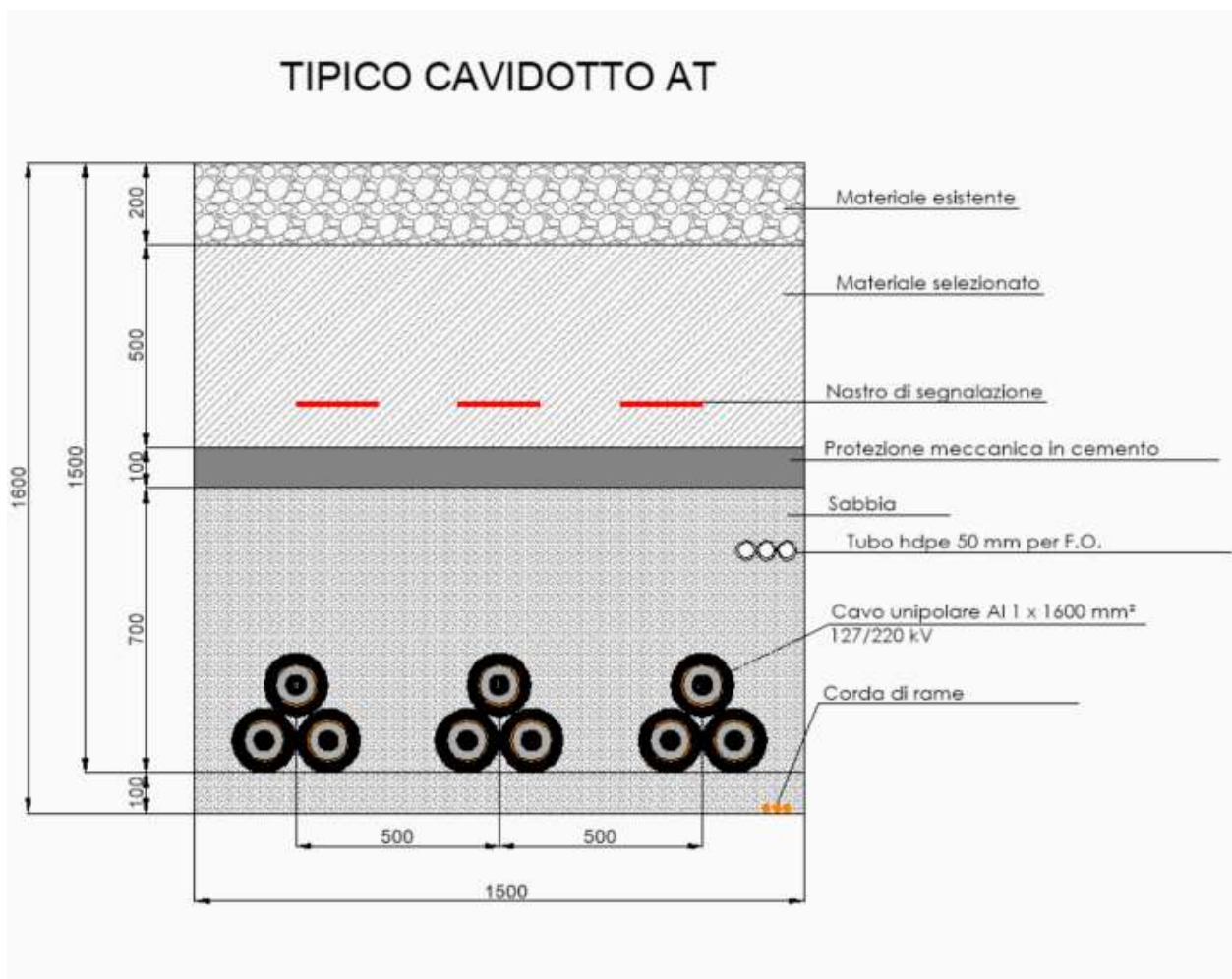


Figura 3.10 – Tipologico scavo- stralcio tavola: DW22146P-21.

3.2.3 Sottostazione elettrica on-shore

La sottostazione elettrica on-shore è stata ipotizzata nei pressi della stazione elettrica (SE) a 380/220 kV (40.169982°, 18.117181°) della RTN, denominata "Galatina", punto di consegna richiesto a Terna S.p.a., in data 31/10/2022, con codice pratica 202203496. Dalla sottostazione

elettrica, parte il cavidotto di collegamento ipotizzato a tensione di 380 kV, che si collega alla stazione elettrica di Galatina.



Figura 3.11- Ubicazione SSE on-shore su ortofoto.

Di seguito si rappresenta la sottostazione elettrica on-shore su mappa catastale con la relativa tabella inerente all'area da espropriare. Per maggiori dettagli si riporta ai documenti DC22146P-10 e DW22146P-07.





Foglio	Particella	Comune	Uso	Qualità	Classe	Area visura[mq]	Area da espropriare[mq]
62	30	Galatina	Sottostazione	Seminativo	4	152462	41790

La sottostazione onshore 380/220 kV comprenderà tre montanti AT per l'impianto in oggetto, che saranno principalmente costituiti da tre stalli di arrivo linea, tre stalli trasformatore e uno stallo linea di partenza verso il punto di connessione.

Ciascuna delle tre montanti sarà costituita da:

- Stallo arrivo linea:
 - Terminale linea di arrivo 220 kV
 - Terna di scaricatori 220 kV
 - TV capacitivo 220 kV
 - sezionatore tripolare orizzontale con lame di terra 220 kV.
 - TA 220 kV
 - interruttore tripolare 220 kV;
 - sezionatore tripolare verticale 220 kV
- Stallo trasformatore:
 - Autotrasformatore 380/220 kV
 - Terna di scaricatori di sovratensione 380 kV
 - TA 380 kV
 - interruttore tripolare 380 kV;
 - sezionatore tripolare verticale 220 kV
- Lo stallo linea invece sarà costituito da:
 - sezionatore tripolare verticale 220 kV
 - interruttore tripolare 380 kV;
 - TA 380 kV
 - sezionatore tripolare orizzontale con lame di terra 380 kV.
 - TV induttivo 380 kV
 - Terna di scaricatori di sovratensione 380 kV
 - Terminale linea 380 kV

All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica saranno ubicati diversi fabbricati:

- Edificio punti di consegna Alim. MT S.A.
- Edificio comandi
- Edificio servizi ausiliari

- Edificio magazzini
- Chioschi apparecchiature periferiche sistema di controllo

Inoltre, saranno presenti:

- Rete di terra di conduttori nudi in rame elettrolitico;
- Apparatì periferici RTU;
- Sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition);
- Apparecchiature di misura e protezione.

Per maggiori dettagli inerenti alle componentistiche elettriche di progetto, si rimanda alla relazione elettrica.

3.2.4 Cavidotto AT 380 kV

Sarà impiegata una doppia terna di cavi disposti a trifoglio di sezione pari a 2000 mm² per il collegamento tra la sottostazione onshore 380/220 kV e la SE Terna denominata "Galatina" (punto proposto per la consegna).

Il conduttore sarà a corda rotonda compatta di rame, isolamento in XLPE, adatto ad una temperatura di esercizio massima continuativa del conduttore pari a 90 °C, schermo a fili di rame con sovrapposizione di una guaina in alluminio saldato e guaina esterna in PE grafitato, qualità ST7, con livello di isolamento verso terra e tra le fasi pari a $U_0/U = 220/380$ kV. Lo schermo metallico è dimensionato per sopportare la corrente di corto circuito per la durata specificata. Il rivestimento esterno del cavo ha la funzione di proteggere la guaina metallica dalla corrosione. Lo strato di grafite è necessario per effettuare le prove elettriche dopo la posa, in accordo a quanto previsto dalla norma IEC 62067.

I cavi posati in trincea saranno con disposizione a "trifoglio", ad una profondità minima di 1,5 m (quota piano di posa) su di un letto di sabbia dello spessore di 10 cm circa. Con funzione di segnalazione, poco sopra la lastra sarà posata una rete rossa in PVC tipo Tenax e, a circa 70 cm di profondità, un nastro di segnalazione in PVC, riportante la dicitura "ELETTRODOTTO A.T. 380.000 V". All'interno della trincea è prevista l'installazione di n°1 cavo Fibra Ottica (eventualmente potrebbe essere posato un cavo unipolare in rame con guaina in PVC per il collegamento degli schermi).

Nella Tabella più avanti sono riportati i risultati della scelta delle sezioni e la portata dei cavi AT per la posa interrata.

Ai fini del dimensionamento dei cavi in AT, di seguito descritta, è stata considerata come potenza massima trasmessa un valore di 675 MW (potenza massima prodotta dal campo eolico offshore).

LINE	Total Dist. (m)	Power (kW)	Power factor	U (V)	I (A)	Section (mm ²)	N° Cond	Cable	Inst. type	Insulation	Design. Cable	Nominal Capacity (A)	Ca Temp	Cd Deph	Cg Group	Cl Tier res	Iz (A)	Load Factor	Temp °C	Conductivity	ΔV (%)	ΔV cumul. (%)	ΔP (W)	ΔP cumul. (kW)			
SSE OFF SHORE -SSE ON SHORE Linea 3	125	675.000	0,95	380.000	1079,5	2000	2	XLPE or EPR	1-CORE	ARM	Cu 3F	C	9	6x1cx2000 mm ²	2070	1	0,95	1.000	0,73	1436	75%	68	47,2	0,00%	0,00%	13.809,89	13,81
																					MAX ΔV (%)	0,00%	ΔP Tot (W)	13,81			

Figura 3.12 Tabella di dimensionamento cavi AT

4. MODALITA' DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO OFFSHORE

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

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

4.1 Elementi offshore

4.1.1 Sito di ssemblaggio delle turbine

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

La presenza di strutture portuali nelle immediate vicinanze è una risorsa essenziale per il progetto. Queste strutture sono in grado di ospitare le operazioni di assemblaggio che devono essere eseguite in banchina.

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

Il porto più idoneo alle fasi di cantiere è il porto industriale di Taranto.

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

4.1.2 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante

L'area portuale verrà adibita per l'assemblaggio delle piattaforme galleggianti e dei vari moduli che la compongono.

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

Sarà così possibile lo stoccaggio e la movimentazione dei componenti in totale sicurezza. La gru mobile principale posizionerà la navicella nella parte superiore della torre precedentemente assemblata sulla piattaforma galleggiante.

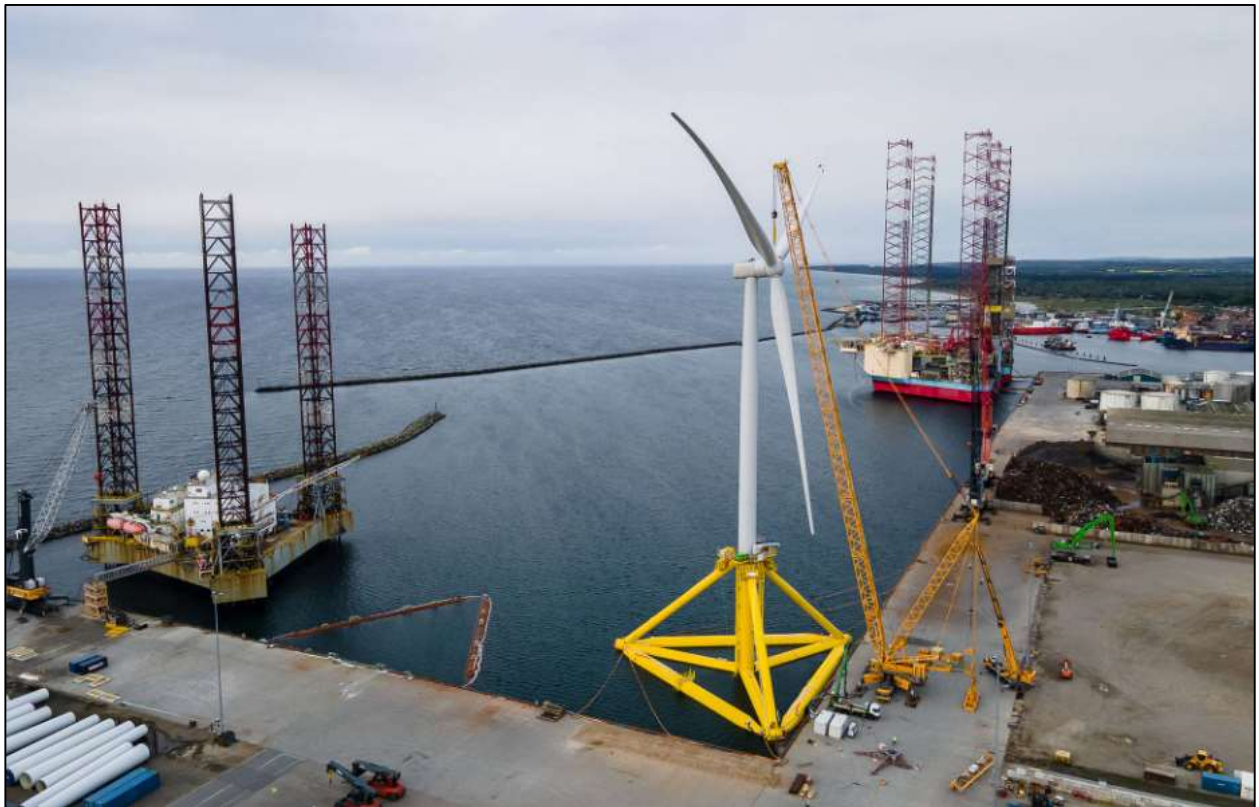


Figura 4.1 – Esempio di assemblaggio della piattaforma galleggiante.

Una volta che la turbina viene assemblata e posizionata sulla piattaforma galleggiante, sarà trasportata in sito tramite dei rimorchiatori.

Dopo che ogni singola turbina avrà raggiunto il proprio punto designato per il posizionamento, delle navi specializzate saranno impiegate per ancorare le turbine ed installare i collegamenti elettrici. L'operazione sarà realizzata con il supporto di un robot subacqueo (ROV).

4.1.3 Procedura di posa dei cavi elettrici sul fondale marino

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.). Dopo la fase preparatoria inizia la posa del cavo stesso.

I cavidotti marini di vettoriamento in uscita dalla sottostazione elettrica off-shore, saranno posati sul fondo tramite una nave-posa cavo specializzata, che trasporta lo stesso srotolandolo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. A seconda del tipo di protezione si procede con opportuni mezzi all'operazione di messa in opera della protezione che può essere realizzata in un secondo tempo oppure simultaneamente alla posa del cavo. Lo schema di protezione dei cavi prevede un più alto livello di protezione per le zone in prossimità dell'approdo; ciò è dovuto alla maggiore esposizione di tali zone agli agenti meteo-marini e ad attività antropiche.

Nel progetto in esame è stata ipotizzata la protezione dei cavidotti tramite dei materassi in CLS, quindi la posa di questi ultimi avverrà in contemporanea alla posa del cavo.

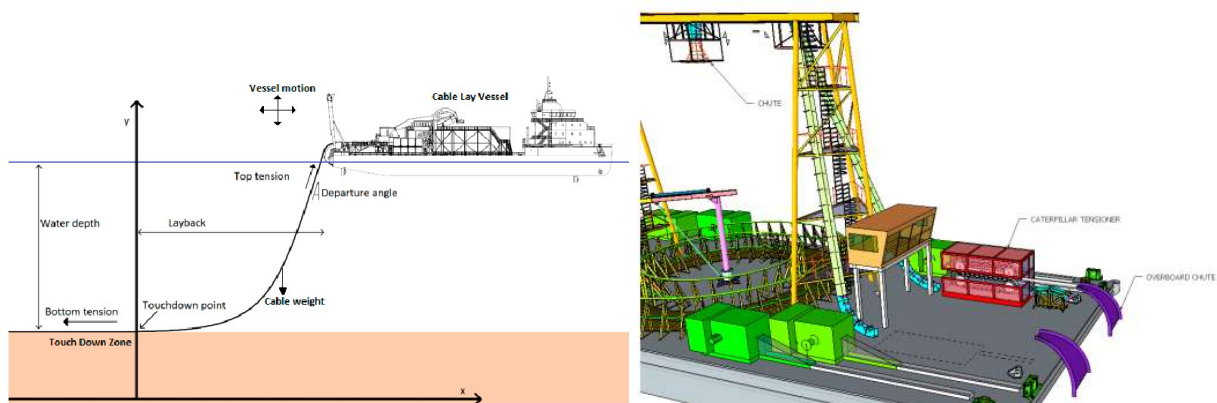


Figura 4.2 – Schema tipo di installazione del cavidotto marino tramite nave-posa cavo-Fonte: Marine Science and Engineering.

4.1.4 Sbarco

Lo sbarco dei cavidotti marini, avverranno tramite TOC (trivellazione orizzontale controllata) approssimativamente ad una distanza compresa tra i 50 m e i 100 m dalla costa.

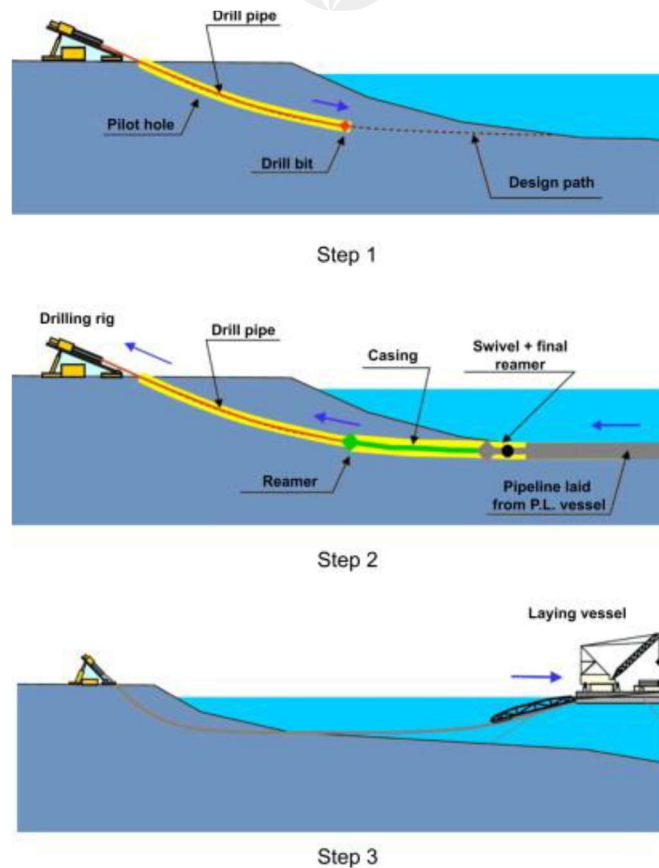


Figura 4.3 – Schema procedurale della TOC vicino alla costa- Fonte: Science Direct.

4.2 *Elementi onshore*

4.2.1 *Pose delle condotte*

La posa delle tre terne dei cavi terrestri si svolge lungo il percorso tra il pozzetto di giunzione allo sbarco e la sottostazione situata a Galatina (LE) per uno sviluppo lineare di circa 61 km.

La profondità dello scavo per l'alloggiamento dei cavi, sarà di circa 1,5 m, mentre la larghezza degli scavi, anch'esso di 1,5 m.

I cavi, poggiati sul fondo, saranno ricoperti da uno strato di base realizzato con terreno vagliato con spessore variabile e materiale di scavo compattato. Lo strato terminale di riempimento degli scavi realizzati su viabilità comunale, sarà realizzato con misto granulare stabilizzato e conglomerato bituminoso per il piano carrabile.

Tutti gli ostacoli che saranno identificati lungo il percorso terrestre richiederanno un'attenzione particolare durante la fase di progettazione. Questi ostacoli sono identificati principalmente in:

- varie intersezioni con altre reti di infrastrutture e servizi interrate;
- attraversamento di ponti su canali per la regimentazione delle acque;
- attraversamento di una linea di collegamento ferroviaria.

Sarà prevista una TOC (Trivellazione orizzontale controllata) nel punto di coordinate Lat:40.102651° e Long: 18.048246° (Figura 3.9), al fine di evitare l'interferenza della linea ferroviaria. In Figura 4.4 si mostra una rappresentazione schematica di una TOC.

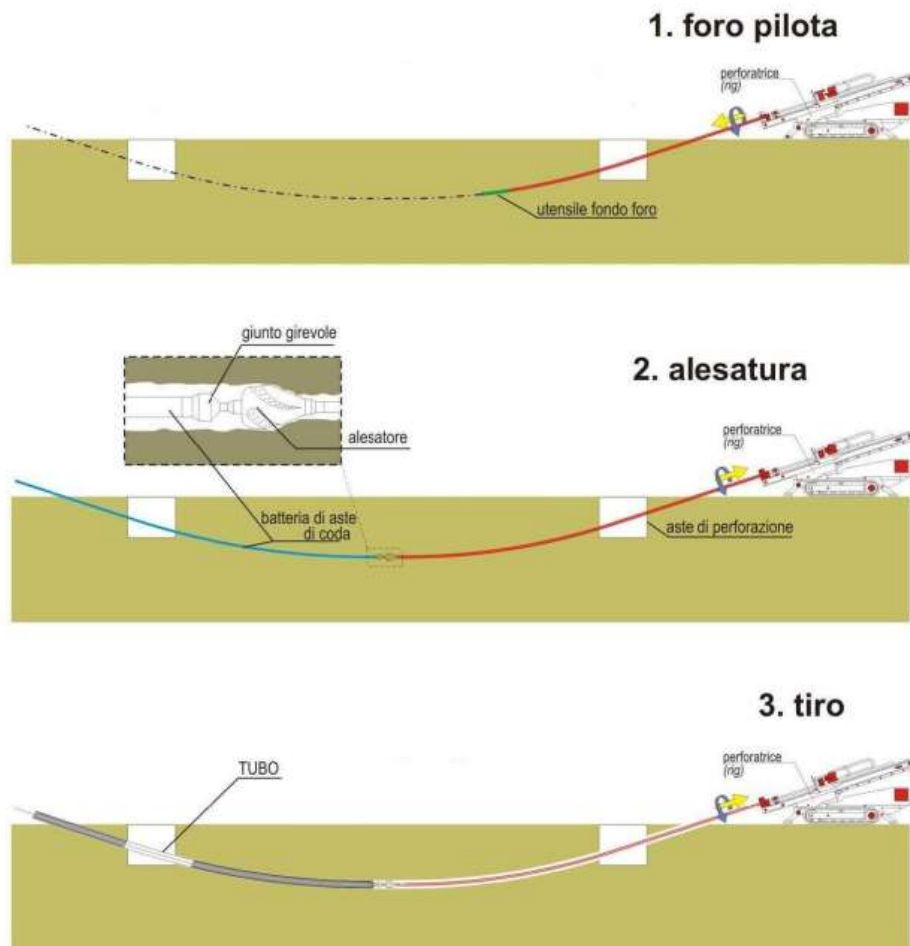


Figura 4.4 – Rappresentazione schematica di una TOC.

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

La fresa può operare a secco (nel terreno tal quale) o con l'ausilio di un fluido di perforazione.

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

Una volta raggiunto lo scavo di arrivo, la fresa viene scollegata dal treno d'aste. A queste viene agganciato un alesatore e la testa della tubazione da posare. Durante la fase di estrazione del

treno d'aste l'alesatore amplia le dimensioni del foro pilota allo scopo di creare la sede di posa della nuova tubazione a questa collegata.

4.2.2 Sottostazione elettrica onshore

Il collegamento elettrico interrato del cavidotto terrestre arriverà alla sottostazione elettrica di trasformazione 380/220 kV da realizzare nei pressi della stazione elettrica di Galatina.

L'area contenente la sottostazione sarà di circa 210x200 m, e conterrà i vari componenti elettromeccanici spiegati nel dettaglio nella relazione elettrica.

In Figura 4.5 si rappresenta il layout della sottostazione elettrica di trasformazione.

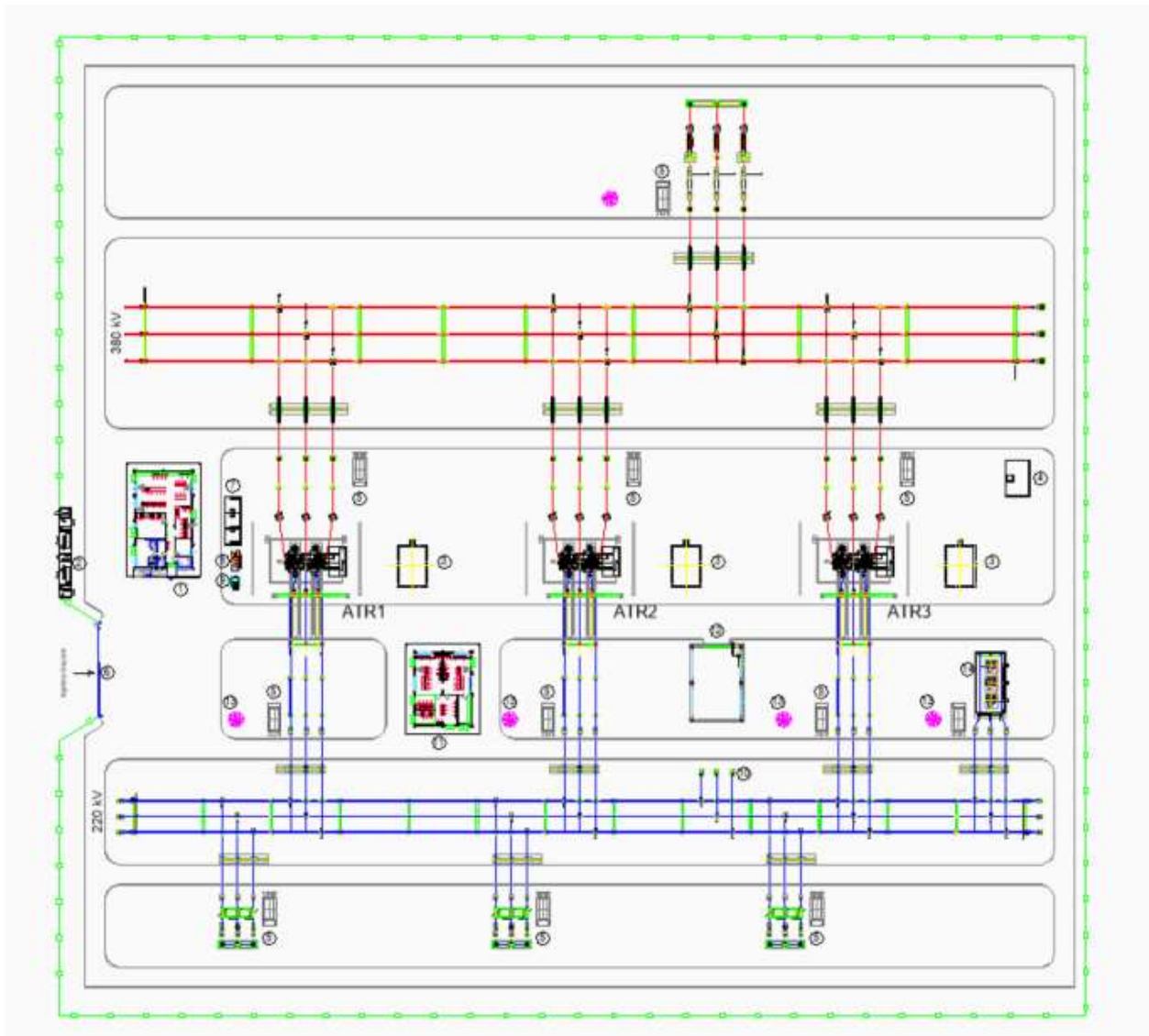


Figura 4.5 – layout sottostazione elettrica di trasformazione.

In collegamento alla stazione elettrica di Galatina, verrà realizzato un cavo a tensione 380 kV.

5. MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

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

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

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

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

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

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

6. PIANO DI DISMISSIONE

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

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

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

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

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

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

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

7. CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma di costruzione può essere riassunto nelle seguenti fasi:

1. Allestimento del cantiere:
 - Allestimento sulle banchine, installazione di uffici e impianti;
 - Ricezione delle componenti ed organizzazione degli spazi per lo stoccaggio.
2. Assemblaggio della turbina eolica:
 - Assemblaggio delle piattaforme galleggianti;
 - Varo in mare delle piattaforme;
 - Pre-assemblaggio del rotore;
 - Montaggio delle componenti (torre, navicella e rotore);
 - Prove preliminari di messa in servizio.
3. Lavori in mare:
 - Lavori preparatori;
 - Installazione delle ancore;
 - Trasporto delle turbine su piattaforma tramite i rimorchiatori;
 - Collegamento delle linee di ormeggio;

- Collegamento dei cavi elettrici tra le turbine;
- Verifiche ed ispezioni finali;
- Pose del cavidotto marino di vettoriamento tra la sottostazione offshore e il punto di sbarco.

4. Lavori sulla terraferma:

- TOC al punto di sbarco e realizzazione del pozzetto di giunzione;
- Scavo dei cavidotti terrestri;
- Posa elettrodotti 220 kV;
- TOC in prossimità della linea ferroviaria;
- Costruzione della sottostazione elettrica di trasformazione onshore;
- Posa del cavidotto di collegamento 380 kV tra la sottostazione e la stazione di Galatina.

5. Lavori di messa in servizio.

Di seguito si riporta il cronoprogramma tabellare.

ATTIVITA'	MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8	MESE 9	MESE 10	MESE 11	MESE 12	MESE 13	MESE 14	MESE 15	MESE 16	MESE 17	MESE 18	MESE 19	MESE 20	MESE 21	MESE 22	MESE 23	MESE 24		
Lavori in banchina portuale (12 mesi)	█																									
Allestimento di cantiere	█	█																								
Assemblaggio piattaforma galleggiante																										
Varo in mare piattaforma																										
Pre-assemblaggio del rotore																										
Montaggio componenti sulla piattaforma																										
Prove preliminari di messa in servizio																										
Lavori in mare (16 mesi)																										
Lavori preparatori																										
Installazione delle ancore																										
Trasporto turbine eoliche																										
Collegamento linee di ormeggio																										
Collegamento cavi elettrici tra turbine																										
Verifiche ed ispezioni finali																										
Posa cavidotto marino di vettoriamento																										
Lavori su terra (10 mesi)																										
TOC e pozzetto di giunzione																										
Scavo a sezione obbligata																										
Posa elettrodotti 220 kV																										
TOC linea ferroviaria																										
Costruzione sottostazione elettrica on-shore																										
Cavidotto di giunzione 380 kV																										
Avviamento del Parco eolico (2 mesi)																										
Messa in servizio																										