

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - BARIUM BAY  
74 WTG – 1.110 MW

**PROGETTO DEFINITIVO - SIA**

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



**1. ELABORATI GENERALI**

**R.1.2 Relazione descrittiva**

REV.	DATA	DESCRIZIONE



## INDICE

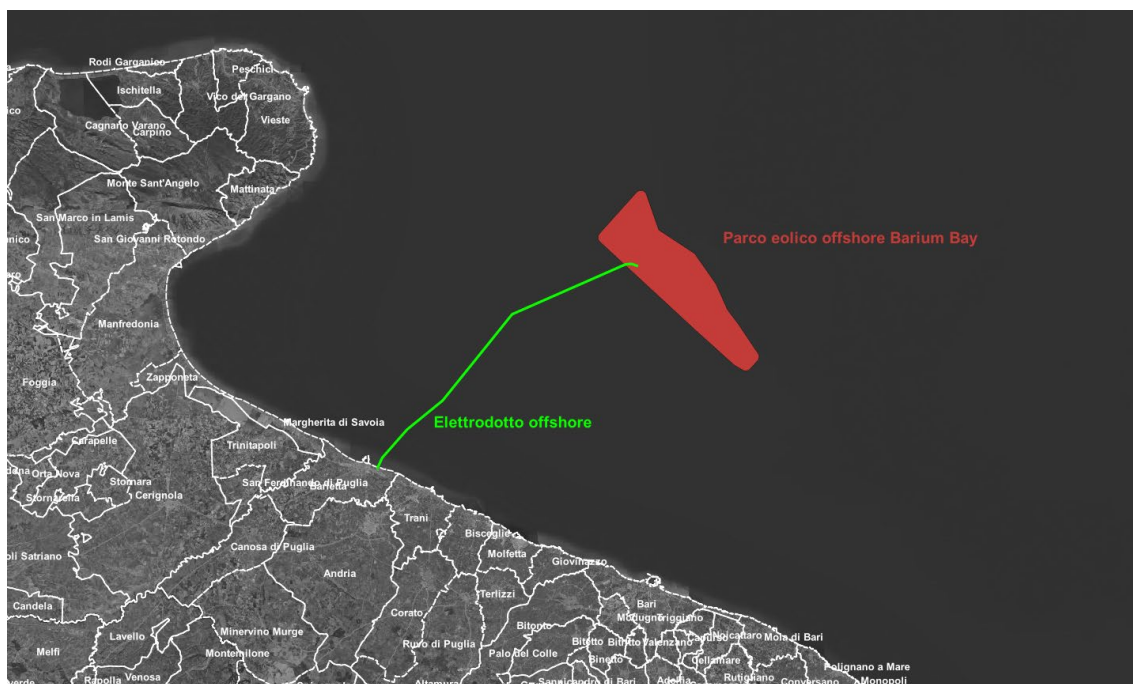
<b>1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO</b>	<b>5</b>
2.1	LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE	5
2.2	LE POLITICHE NAZIONALI E REGIONALI	6
2.2.1	<i>La Strategia Elettrica Nazionale (SEN)</i>	6
2.2.2	<i>Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)</i>	6
2.2.3	<i>Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia PEAR</i>	7
2.3	IL PROGETTO POWERED	7
2.4	CONSIDERAZIONI FINALI	10
<b>3</b>	<b>CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO</b>	<b>11</b>
3.1	PRINCIPALI NORME COMUNITARIE	11
3.2	PRINCIPALI NORME NAZIONALI	11
3.3	LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI	12
3.4	DESCRIZIONE DELL'ITER AUTORIZZATIVO	13
3.4.1	<i>Procedura di richiesta della concessione demaniale</i>	14
3.4.2	<i>La procedura di connessione alla RTN</i>	14
3.4.3	<i>La procedura di Autorizzazione Unica</i>	15
3.4.4	<i>La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale</i>	15
3.5	FINALITÀ DELL'INTERVENTO	15
3.6	DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA	15
<b>4</b>	<b>PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE</b>	<b>18</b>
4.1	L'AREA DI PROGETTO	18
4.2	COORDINATE AEROGENERATORI	19
<b>5</b>	<b>CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE</b>	<b>23</b>
5.1	INQUADRAMENTO AMBIENTALE DELLE AREE E ANALISI GEOMORFOLOGICA	23
5.2	MORFOLOGIA E BATIMETRIA DEI FONDALI	31
5.3	GEOLOGIA E SISMICA	33
5.4	ASPETTI CLIMATICI	34
5.4.1	<i>Regime anemologico</i>	34
5.4.2	<i>Moto ondoso</i>	35
5.4.3	<i>Correnti marine</i>	37
5.5	VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA	38
5.6	ASPETTI SOCIO ECONOMICI	39
5.6.1	<i>Il Traffico marittimo</i>	39
5.6.2	<i>Titoli di ricerca idrocarburi</i>	42
5.6.3	<i>Vincoli militari</i>	44
5.6.4	<i>Interferenze con altre opere lineari presenti nell'area</i>	45
5.6.5	<i>La pesca</i>	45
<b>6</b>	<b>PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA</b>	<b>51</b>
<b>7</b>	<b>PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO</b>	<b>62</b>
7.1	PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	62
7.2	AEROGENERATORI	62
7.3	LE SOTTOSTRUTTURE DI FONDAZIONE GALLEGGIANTI	63
7.3.1	<i>Procedura di selezione delle sottostrutture di fondazione</i>	63
7.3.2	<i>Il WindFloat</i>	67
7.3.3	<i>Dimensioni tipiche del Wind Float</i>	68
7.4	I SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO	69
7.4.1	<i>Sistemi di ormeggio</i>	69
7.4.2	<i>Tipologie di ancoraggi e ancoraggi di progetto</i>	71
7.4.3	<i>Ancoraggi e ormeggi, posizionamento di massima</i>	73
7.5	LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA SU PIATTAFORMA	77

7.5.1	<i>Descrizione della struttura</i>	77
7.5.2	<i>Dimensioni e pesi</i>	79
7.5.3	<i>Configurazione impiantistica e componenti principali</i>	80
7.6	CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA - CARATTERISTICHE	81
7.6.1	<i>Cavi marini a 66 kV in CA</i>	81
7.6.2	<i>Cavo marino a 380 kV in CA</i>	82
7.6.3	<i>Cavo terrestre a 380 kV in CA</i>	83
7.7	LE OPERE DI RETE – LA STAZIONE ELETTRICA	83
7.8	LE OPERE DI RETE – GLI ELETTRODOTTI AEREI	85
8	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE	90
8.1	FONDAZIONI FLOTTANTI	90
8.2	INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE	90
8.3	CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE	91
8.4	ANCORAGGI	93
8.5	SOTTOSTAZIONE OFFSHORE	94
8.6	CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA	97
8.6.1	<i>I cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica Offshore</i>	97
8.6.2	<i>Il cavidotto offshore</i>	99
8.6.3	<i>Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)</i>	100
8.6.4	<i>Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione</i>	102
8.6.5	<i>Posa in trincea</i>	102
8.6.6	<i>Attraversamenti di servizi in mare</i>	103
8.6.7	<i>Giunzione cavo marino/cavo terrestre</i>	104
8.6.8	<i>Cavidotto onshore</i>	104
8.6.9	<i>Buche giunti terrestri</i>	106
8.7	CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO	107
8.8	GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	108
8.9	DISMISSIONE	108
8.9.1	<i>Operazioni offshore</i>	108
8.9.2	<i>Operazioni onshore</i>	109
8.9.3	<i>Recupero di materia e fine vita</i>	110

## 1 PREMESSA

Il progetto di un impianto eolico offshore nasce da alcune considerazioni fondamentali:

- il nord Europa è leader mondiale nel settore dell'eolico offshore, al contrario, questa specifica tipologia di impianti, ha avuto scarso sviluppo nei paesi dell'area mediterranea. Questo a causa di numerosi fattori a carattere infrastrutturale, ambientale e paesaggistico che spesso hanno comportato una scarsa accettazione sociale di tale tipologia di impianti
- Le tecnologie per la realizzazione di impianti eolici offshore sono ormai consolidate ed il costante progresso consente oggi di installare impianti in acque profonde con fondazioni flottanti e turbine sempre più performanti. Ciò determina la possibilità di realizzare impianti molto distanti dalla costa superando le principali criticità ambientali e paesaggistiche senza interferire con le ordinarie attività antropiche presenti sul territorio (turismo, pesca, navigazione, ecc)
- Lo sviluppo di impianti eolici offshore è fondamentale per poter raggiungere gli obiettivi della attuale programmazione strategica italiana ed europea in materia di generazione di energia da fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni. Solo investendo su impianti eolici offshore con fondazioni galleggianti si potrà aumentare considerevolmente la potenza installata di impianti di generazione di energia da fonte rinnovabile superando tutte le problematiche che finora hanno ostacolato l'installazione di aerogeneratori nel Mar Mediterraneo.
- Oltre a considerare gli effetti positivi generali derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili in termini di decarbonizzazione è ampiamente dimostrato che la realizzazione di un impianto eolico in mare ha effetti importanti in termini di ripopolamento della fauna marina, d'altra parte la presenza di tali impianti rende impossibili altre forme di utilizzo o sfruttamento dell'area creando un'area marina protetta "di fatto". La realizzazione e la successiva fase di esercizio e manutenzione rappresentano inoltre una opportunità strategica per le aree limitrofe con effetti rilevanti per l'economia locale e l'occupazione.



**Figura 1.1: localizzazione dell'impianto eolico offshore Barium Bay**

Queste considerazioni attraversano tutte le principali scelte progettuali fatte, sia in termini tecnologici che di individuazione del sito, ed hanno portato alla definizione della proposta progettuale di un impianto offshore per

la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica della potenza nominale di 1110 MW costituito da 74 aerogeneratori, da due sottostazioni elettriche offshore di trasformazione 66/380 kV e di un elettrodotto di connessione.

Nei successivi capitoli della presente relazione verranno descritti il contesto generale in cui si inserisce la proposta progettuale, gli scenari di sviluppo e le scelte strategiche intraprese dall'Italia e dall'Unione Europea; gli aspetti legislativi e l'iter autorizzativo da espletare; verranno dettagliate le principali scelte tecnico progettuali e le caratteristiche dell'impianto proposto; particolare rilievo sarà data alla caratterizzazione del sito scelto. Verranno quindi descritte le fasi di costruzione ed esercizio dell'impianto.

## 2 CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO

### 2.1 LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE

Negli ultimi anni l'aumento della domanda di energia elettrica e l'implementazione di politiche di contrasto al cambiamento climatico hanno reso necessario ripensare completamente il sistema energetico a livello globale, europeo e nazionale. In questo contesto si sono susseguiti negli anni provvedimenti volti a fissare obiettivi sempre più ambiziosi in termini di riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra, di miglioramento dell'efficienza energetica e di produzione di energia da fonti rinnovabili.

La Commissione Europea il 22 gennaio 2014 ha presentato il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030 contenente gli obiettivi e le misure per rendere l'economia e il sistema energetico dell'UE più competitivi, sicuri e sostenibili. Tra questi si segnalano l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e l'obiettivo per le energie rinnovabili di almeno il 27% del consumo energetico.

La successiva revisione della Direttiva Europea sulla promozione dell'uso dell'energia approvata l'11 dicembre 2018 (2018/2001/EU) ha innalzato l'obiettivo vincolante dell'Unione in relazione alla quota di energia da fonti rinnovabili fissando la soglia minima al 32%.

A fine 2019 viene presentato il Green Deal Europeo con una nuova roadmap e obiettivi sempre più ambiziosi. Nell'ambito del Green Deal europeo, nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 quale prima tappa verso l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Gli obiettivi climatici sono formalizzati nel regolamento sulla normativa europea sul clima condiviso tra Parlamento e Consiglio Europeo diventano per l'UE e per gli stati membri un **obbligo giuridico**.

Le principali azioni previste dal regolamento sono le seguenti:

- definire il ritmo di riduzione delle emissioni fino al 2050 per garantire prevedibilità alle imprese, ai portatori di interessi e ai cittadini;
- sviluppare un sistema per monitorare i progressi compiuti verso il conseguimento dell'obiettivo e riferire in merito a essi;
- garantire una transizione verde efficiente in termini di costi ed equa dal punto di vista sociale.

Per trasformare gli obiettivi climatici in legislazione è stato approntato il **pacchetto Pronti per il 55% (FF55 - FIT for 55%)**: un insieme di proposte riguardanti nuove normative dell'UE con cui l'Unione e i suoi 27 Stati membri intendono conseguire l'**obiettivo climatico dell'UE per il 2030**.

Il pacchetto FF55 comprende una proposta di revisione della **direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili**. La proposta intende aumentare l'attuale obiettivo a livello dell'UE, pari ad almeno il 32% di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo, portandolo ad **almeno il 40% entro il 2030**.

Per contribuire a raggiungere l'obiettivo europeo della neutralità climatica entro il 2050, la Commissione europea ha presentato il 19/11/2020 la strategia dell'UE per le energie rinnovabili offshore. La strategia propone di **aumentare la capacità eolica offshore dell'Europa: dagli attuali 12 GW passare ad almeno 60 GW entro il 2030, e a 300 GW entro il 2050**.

In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione Europea ha presentato a maggio 2022 il piano REPowerEU con cui si propone un'accelerazione dei target climatici già ambiziosi incrementando l'obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili dall'attuale **40% al 45%**

## 2.2 LE POLITICHE NAZIONALI E REGIONALI

### 2.2.1 La Strategia Elettrica Nazionale (SEN)

Il 10 novembre 2017 l'Italia ha adottato la Strategia Energetica Nazionale (SEN) e cioè il piano per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile sotto il profilo ambientale, aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e delle forniture, decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

Si segnalano, in particolare, alcuni target fondamentali: la riduzione dei consumi di 10 Mtep al 2030 rispetto al tendenziale, il raggiungimento di una quota del 28% dei consumi al 2030 coperti da fonti rinnovabili e del 55% dei consumi elettrici al 2030 coperti da fonti rinnovabili; l'abbandono del carbone per la produzione elettrica entro il 2025.

### 2.2.2 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

A gennaio 2020 il PNIEC è stato pubblicato dal MISE ed inviato alla Commissione Europea. Il Piano stabilisce, coerentemente con la pianificazione europea, gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile. Per il comparto FER vengono fissati obiettivi molto ambiziosi sintetizzati nella seguente tabella. Si evidenzia che il documento prevede la realizzazione di almeno di 900 MW di impianti eolici offshore nelle acque mediterranee entro il 2030.

**Tabella 2.1 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (PNIEC)**

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui offshore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52.258</b>	<b>53.259</b>	<b>68.130</b>	<b>95.210</b>

Per meglio comprendere come i target e politiche europee si andranno a concretizzare nell'ambito nazionale è utile fare riferimento al recente **“Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)” redatto da TERNA e SNAM** in ottemperanza alle deliberazioni dell'Autorità per descrivere gli scenari di riferimento propedeutici all'elaborazione del piano di sviluppo nazionale della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e della rete di gas naturale. Lo scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 proposto da TERNA e SNAM prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. Tale scenario considera quindi target di potenza installata superiori al PNIEC. In particolare, **si prevede che l'eolico raggiunga i 27 GW al 2030, di cui a circa 18,5 GW onshore, mentre l'offshore raggiunge 8,5 GW**. La ripartizione zonale delle FER elaborata per il DDS 22 è determinata assegnando maggiore priorità alle zone di mercato a maggior attrattività (Sud e isole maggiori) garantendo la compatibilità con i vincoli tecnici ed economici presenti. Per quanto riguarda l'eolico, tutta la capacità è prevalentemente localizzata al sud per via di un potenziale, sia geografico che di producibilità, maggiore. L'eolico offshore in particolare è concentrato al largo della Puglia ed intorno alle due isole maggiori.

L'immagine che segue riassume la ripartizione per zone elaborata nel DDS 22: come si può vedere si prevede **l'installazione di 3,8 GW di eolico offshore al largo della Puglia**.

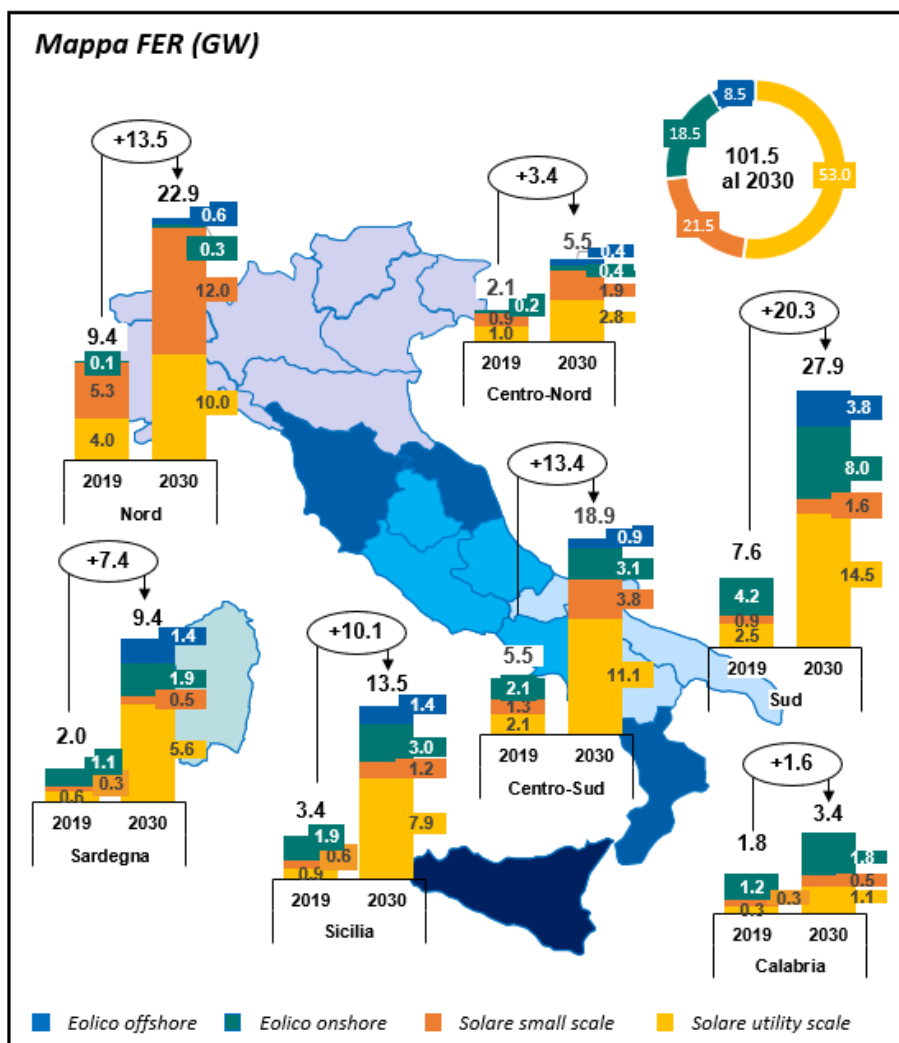


Figura 2.1: scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 proposto da TERNA e SNAM ripartizione per zone

### 2.2.3 Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia PEAR

Nel 2007 la Regione Puglia si è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.), che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il piano è attualmente in fase di aggiornamento. Con DGR n. 1424/2018 la Giunta Regionale ha approvato il Documento Preliminare Programmatico (DPP) e Rapporto Preliminare Ambientale (RPA) per l'aggiornamento del PEAR.

All'interno di tale documento, nel capito sulla "Declinazione degli obiettivi B-D-E" e precisamente con riferimento all' "obiettivo B – Sostegno alle FER (Fonti di Energia Rinnovabili)" si forniscono delle indicazioni che fanno ben comprendere quali siano gli indirizzi della programmazione regionale individuando come obiettivo per l'eolico offshore il "passaggio a soluzioni tecnologiche innovative capaci di sfruttare i soli spazi residuali che risultano dall'analisi incrociata tra vincoli e fattori di limitanti di natura socio-economica, nonché in relazione alla disponibilità di vento." Ci si riferisce appunto agli impianti con fondazioni flottanti lontani dalla costa.

### 2.3 IL PROGETTO POWERED

Nell'ambito del programma di cooperazione transfrontaliero IPA-Adriatic dell'Unione Europea, è stato sviluppato il progetto POWERED (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development) con l'obiettivo di valutare la potenzialità del mare Adriatico in rapporto all'installazione di centrali eoliche offshore.



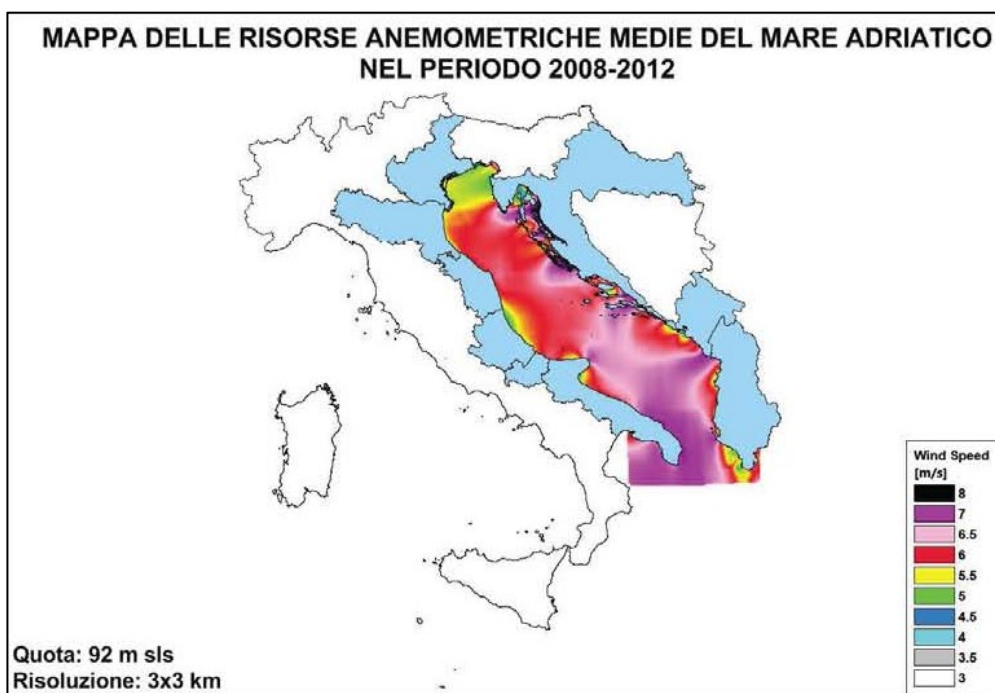
Il progetto POWERED, conclusi nel 2016, era “finalizzato alla definizione di strategie e metodi condivisi per lo sviluppo dell’energia eolica offshore in tutti i paesi che si affacciano sul mare Adriatico” e ha visto coinvolte la Regione Abruzzo (Lead Partner), la Regione Molise, la Regione Marche, la Regione Puglia, la Provincia di Ravenna, Veneto Agricoltura, il Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare italiano, il Ministero dell’Economia del Montenegro, il Ministero dell’Economia del Commercio e dell’Energia albanese, e la Croazia, l’Università Politecnica delle Marche, il consorzio CETMA, la Micoperi Marine Contractors srl, il Comune di Komiza (Croazia) e numerosi sponsor privati.

Il progetto Powered ha inteso pertanto verificare se nel bacino adriatico esistessero le condizioni anemologiche, ambientali e tecnico amministrative per investire sulla produzione di energia eolica offshore e definito un complesso di linee guida condivise da tutti i Paesi dell’area adriatica, volte ad indirizzare il futuro sfruttamento energetico delle risorse anemometriche del Mare Adriatico in maniera sostenibile e vantaggiosa per le popolazioni dell’area

Il progetto è strutturato in sei Work Package che comprendono oltre alle necessarie attività di coordinamento (WP1) e comunicazione e disseminazione (WP2), la ricognizione approfondita dello stato dell’arte tecnologico, normativo e delle politiche energetiche e ambientali (WP3), la valutazione sperimentale e numerica della risorsa del vento nel bacino Adriatico (WP4), l’analisi e la valutazione sperimentale delle problematiche ambientali, infrastrutturali, energetiche e tecnologiche (WP5) ed infine la redazione delle linee guida per la realizzazione di parchi eolici off-shore nel mare Adriatico (WP6).

Di particolare interesse sono le risultanze dei Work Packages 4 e 5 coordinati dall’Università Politecnica delle Marche, che pertanto meritano uno specifico approfondimento.

Nell’ambito del WP4 il gruppo di studiosi costituito dall’Università Politecnica delle Marche, utilizzando un opportuno modello matematico climatico ed un database di dati forniti dalle stazioni meteorologiche sparse in tutto il mondo, ha prodotto le mappe del vento estese a tutto il mare adriatico riferite al quinquennio 2008 – 2012. Tali mappe sono state georeferenziate e pubblicate sul sito internet del progetto POWERED. Di seguito si riporta un’immagine di sintesi di tali mappe che mostra la ventosità media nel quinquennio 2008-2012 dalla quale risulta che l’area oggetto di progettazione possiede il potenziale anemometrico idoneo allo sviluppo di una centrale off-shore.



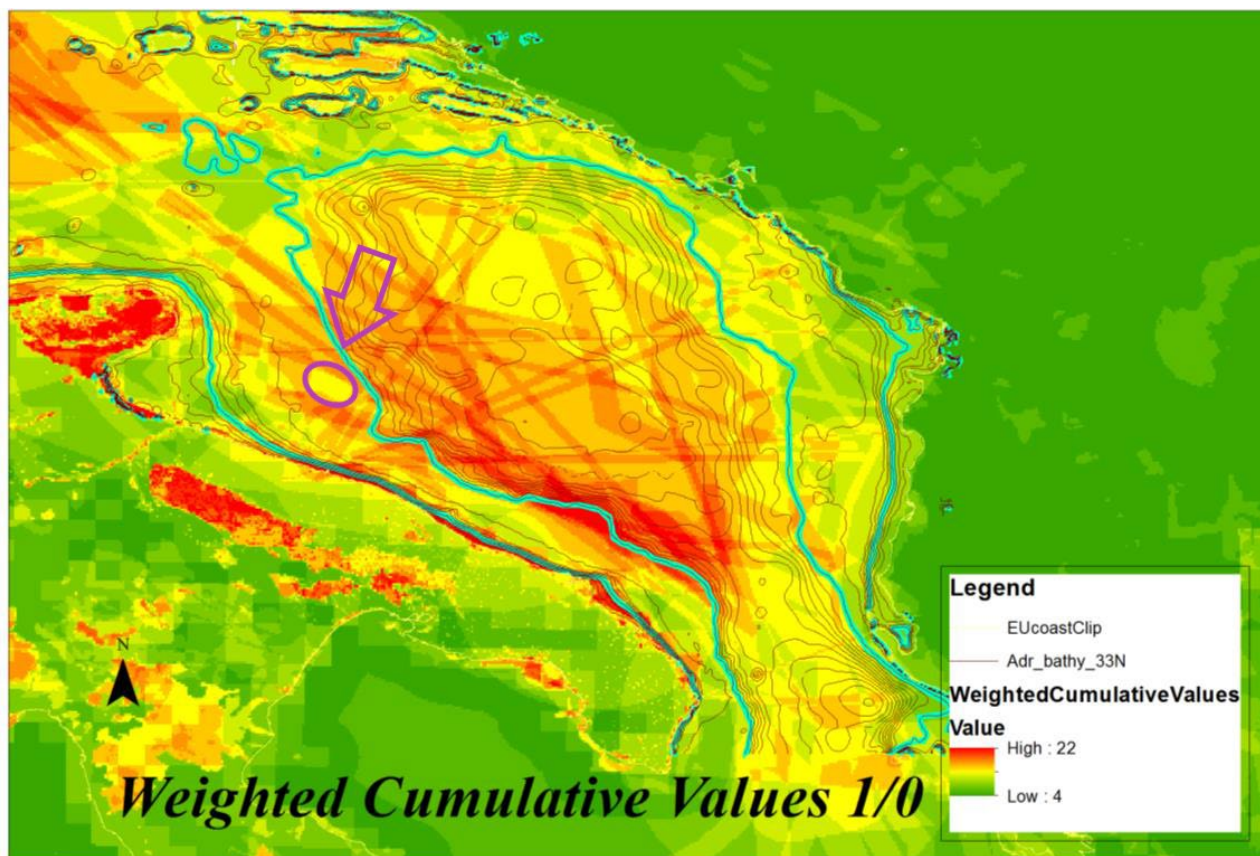
*Figura 2.2: Mappa del Vento nel Mare Adriatico – Powered*

L'obiettivo finale del WP5 era di elaborare un'analisi semiquantitativa e qualitativa dei vincoli ambientali ed infrastrutturali presenti nel Mare Adriatico: a tale scopo è stata quindi esaminata la distribuzione spaziale dei vincoli e, assegnando un peso a ciascun vincolo presente in ciascun tratto di mare, è stata realizzata un'analisi spaziale ponderata degli stress ambientali associati alle aree prese in esame.

L'attività del gruppo di lavoro costituito dall'Università Politecnica delle Marche, da Veneto Agricoltura e dal CETMA è molto articolata e gli esiti finali sono contenuti in un Report pubblico pubblicato sul sito del progetto POWERED. Il lavoro svolto può essere sintetizzato nelle seguenti fasi:

1. È stata realizzata un'accurata **analisi degli impatti generati dalle centrali eoliche offshore** durante il loro intero ciclo di vita (progettazione e preinstallazione, costruzione, funzionamento, smantellamento), valutando gli effetti su tutte le componenti ambientali (flora, fauna, correnti, ecc) attraverso la **stima del grado di cambiamento nei comportamenti di ciascuna componente nelle diverse fasi**. Per ciascuna componente bio-ecologica potenzialmente influenzata da ciascuna delle fasi del ciclo di vita della centrale è stata svolta una valutazione qualitativa degli impatti in ragione della parte dell'aerogeneratore coinvolta (pale, fondazioni, superficie dell'acqua, ecc). A ciascun valore qualitativo è stato attribuito poi un valore numerico in modo da costruire un'analisi quantitativa dei potenziali effetti di una centrale eolica off-shore. Sommando i valori assegnati si è quindi potuto **calcolare il valore dell'impatto cumulativo per ciascuna fase e su ciascuna componente**. Dall'analisi ottenuta emerge come la fase di costruzione della centrale è senza dubbio la più impattante.
2. Una particolare attenzione è stata assegnata allo studio del rumore emesso dalle centrali eoliche offshore nelle diverse fasi e all'analisi degli effetti e degli impatti generati. Nel report finale si evidenzia come la fase più impattante è quella di costruzione ed in particolare l'attività di posa delle fondazioni a causa del rumore particolarmente intenso nella fase di infissaggio di pali nel fondale marino. Il livello di rumore dipende dal tipo di fondazioni scelte e che le fondazioni a gravità poggiate sul fondale marino risultano meno impattanti rispetto a quelle con monopalo o tripode infissi nel fondale. Lo studio cita anche le fondazioni flottanti, a tal proposito si evidenzia che, anche in assenza di dati e studi specifici dato il non utilizzo di tali fondazioni all'epoca dello studio, le fondazioni flottanti sono assimilabili alle fondazioni a gravità per emissioni sonore emesse esclusivamente in fase di trasporto.
3. Sono stati raccolti e analizzati tutti i dati e i materiali presenti nella letteratura scientifica, forniti dai partner del progetto dislocati su tutto il territorio interessato, estratti dagli studi già conclusi collegati a progetti europei di varia natura e a procedimenti autorizzativi in corso o già conclusi. In questo modo è stata realizzata una **dettagliata caratterizzazione ambientale del Mare Adriatico e quindi l'analisi dei vincoli presenti nell'area**. Questo ampio lavoro di ricerca è sintetizzato in un insieme di mappe tematiche.
4. Completata l'analisi dei vincoli ambientali ed infrastrutturali presenti nel mar Adriatico, il gruppo di tecnici e scienziati coinvolti ha cercato di produrre uno **strumento utile ad analizzare in termini cumulativi i potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore e l'area circostante** (cap. 5 del WP5).

Integrando quindi il lavoro svolto nei WP4 e WP5 e considerando lo stato della tecnologia all'epoca disponibile emerge che solo in poche zone costiere il vento possiede le caratteristiche anemologiche (costanza e forza) richieste. Vengono prese in considerazione solo le aree con batimetria inferiore a 40 m compatibili con le tipologie di fondazioni all'epoca utilizzate, lo studio esclude le batimetrie maggiori compatibili invece con le fondazioni flottanti considerate all'epoca una tecnologia allo stato sperimentale non matura per applicazioni concrete. Tenendo conto di tali premesse, **nel mare Adriatico le aree caratterizzate dal miglior potenziale corrispondono alla costa salentina e all'area a sud del promontorio del Gargano**.



*Figura 2.3: Mappa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore (area cerchiata) e l'area circostante estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA. In celeste sono evidenziate le curve batimetriche a 40 m e 200 m.*

## 2.4 CONSIDERAZIONI FINALI

Da quanto finora rappresentato si evince come **la realizzazione di un impianto eolico offshore si inserisce perfettamente nel contesto delle politiche europee e nazionali** tese a contrastare il cambiamento climatico e a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili. Allo stesso modo la proposta progettuale appare perfettamente in linea con le indicazioni del già citato DPP regionale.

Sebbene il progetto Powered si sia concentrato sulle le aree con batimetria inferiore a 40 m le mappe prodotte risultano utili per una valutazione preliminare degli impatti e dei conflitti tra usi diversi delle aree marine che un impianto eolico offshore potrebbe generare anche oltre tale limite. Ovviamente le diverse tecnologie di fondazioni comportano una sicura riduzione degli impatti ambientali sia in fase di cantiere che di esercizio. In tali premesse e rimarcando che si tratta di valutazioni preliminari a cui sono seguiti tutti gli approfonditi studi inclusi nel SIA a cui si rimanda, si può comunque affermare che le aree individuate nella presente proposta progettuale siano aree a bassa criticità con un numero limitato e gestibile di conflitti.

Si evidenzia infatti come **gli studi effettuati dal progetto Powered promuovono l'area presa in considerazione sotto il profilo anemologico e infrastrutturale**. Allo stesso modo **l'utilizzo delle migliori tecnologie attualmente presenti nel settore delle fondazioni flottanti consente di localizzare la centrale eolica in acque profonde lontane dalla costa e quindi al di fuori delle aree caratterizzate dalla presenza di un numero maggiore di potenziali conflitti**. **L'area di progetto si posiziona in nell'area gialla della citata mappa dei conflitti e quindi a bassa criticità come si può facilmente vedere osservando la figura 2.2 che precede con l'area impegnata dal parco eolico racchiusa nell'ovale magenta.**

### 3 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

#### 3.1 PRINCIPALI NORME COMUNITARIE

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- Direttiva 2009/28/CEE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 203/30/CE.
- Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che abroga, con effetto dal 01/07/2021, la Direttiva 23/04/2009, n. 28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ridisciplinando l'intera materia e fissando almeno al 32% l'obiettivo per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo dell'Unione nel 2030.

#### 3.2 PRINCIPALI NORME NAZIONALI

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- D.P.R. 12 aprile 1996. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- D.lgs. 112/98. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- D.lgs. 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale
- D.lgs. 115/2008 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regola l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con particolare riguardo agli impianti eolici (Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio).
- D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

- SEN Novembre 2017. Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell’Ambiente del 10 novembre 2017.
- PNIEC Gennaio 2020 Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima – il PNIEC è stato pubblicato dal MISE ed inviato alla commissione Europea. il Piano stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 sull’efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO2, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell’energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile. Il documento prevede la realizzazione di almeno di 19.300 MW di impianti eolici entro il 2030.
- D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili

### 3.3 LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.
- Delibera G.R. n. 131 del 2 marzo 2004 Linee Guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia;
- PEAR Regione Puglia adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-2007;
- Legge regionale n. 31 del 21/10/2008, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- PPTR – Puglia Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia;
- Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia – a cura dell’assessorato all’Ambiente Settore Ecologia del Gennaio 2004;
- Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- Regolamento Regionale n. 24/2010 Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l’Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile”, recante l’individuazione di aree e siti non idonei all’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia;
- Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 - Modifiche urgenti, ai sensi dell’art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.";
- Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012 con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale
- PRG di Brindisi (BR);

### 3.4 DESCRIZIONE DELL'ITER AUTORIZZATIVO

Per individuare l'iter autorizzativo previsto per gli impianti eolici offshore occorre fare riferimento al D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 che al comma 3 art. 12 del Dlgs n. 387/2003 "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. (...)

Secondo quanto stabilito dal decreto n. 152/2006 (Testo Unico Ambiente) e s.m.i. gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare sono soggetti a procedura di valutazione d'impatto ambientale di competenza statale poiché fanno parte dell'elenco all'allegato II alla parte seconda punto 7-bis "Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare".

Nel gennaio del 2012 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Direzione Generale dei Porti ha provveduto a emanare una circolare, la numero 40 del 05/01/2012 avente ad oggetto la "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative fonti energetiche rinnovabili - Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Articolo 12 così modificato dall'art. 2, comma 158, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008)", questo documento è chiarificatore e riassuntivo rispetto alle procedure e le fasi per autorizzative degli impianti eolici ubicati a mare. In particolare per quanto riguarda la fase di Concessione Demaniale, fase preliminare e prodromica per l'avvio del procedimento autorizzativo ex 387/2003 e per fase di Valutazione di Impatto Ambientale.

il D.L. 1 marzo 2021, n. 22 convertito con modificazioni dalla L. 22 aprile 2021, n. 55, ha modificato l'art. 35 del D.lgs. 30 luglio 1999, n. 300 comma 2, lettera b), disponendo tra le varie competenze del Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) la "definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica e mineraria nazionale e provvedimenti ad essi inerenti"(autorizzazione di impianti di produzione di energia di competenza statale, compresi quelli da fonti rinnovabili, anche se ubicati in mare)

L'articolo 12 comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, è stato inoltre modificato dall'art 23 del D.lgs. n.199/2021 di attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ed in ultimo dall'art. 13 del D.L. 1° marzo 2022 n. 17, convertito con modificazioni in L. 27 aprile 2022 n. 34, nello specifico è stato disposto che:

*"Per gli impianti off-shore, incluse le opere per la connessione alla rete, 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";*

Si definisce in questa sezione uno schema di sintesi della procedura sopra descritta suddivisa per fasi:



**Figura 3.1: Schema per fasi del procedimento di autorizzazione di un impianto eolico offshore**

Nei paragrafi seguenti si vuol dare una più precisa, seppur sintetica, descrizione dello stato di avanzamento e dei procedimenti in corso per il progetto Barium Bay.

### 3.4.1 Procedura di richiesta della concessione demaniale

La società Hope srl, appartenente al gruppo Hope e precedentemente intestataria del progetto, ha consegnato l'istanza di concessione demaniale, completa del progetto preliminare in data 06/12/2021 presso il Ministero delle Infrastrutture e delle Mobilità Sostenibili, l'allora denominato Ministero della Transizione Ecologica e presso le Capitanerie di Porto di Bari. La pubblicazione dell'avviso è avvenuta per un periodo di venti giorni consecutivi ad aprile 2022.

A seguito delle modifiche introdotte dall'articolo 23 del d.lgs. 199 del 2021 all'articolo 12, comma 3 del d.lgs. n. 387 del 2003, il procedimento di Autorizzazione Unica è stato trasferito in capo al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, rimanendo di competenza del MIT (ex MIMS) la sola fase di rilascio della concessione demaniale, subordinata alla conclusione positiva della fase autorizzatoria e di quella relativa alla valutazione di impatto ambientale.

Sulla base delle risultanze degli studi specialistici condotti per la redazione del SIA e di tutti gli approfondimenti tecnici e scientifici condotti in fase successiva alla richiesta di concessione demaniale, l'area interessata dall'impianto eolico è stata ampliata interessando aree limitrofe esterne al perimetro degli specchi d'acqua richiesti in concessione da altri produttori. Inoltre, è stato modificato anche il tracciato dell'elettrodotto marino di connessione in forza della Soluzione di Connessione indicata nel preventivo di connessione di cui al punto che segue. Al termine del procedimento di VIA, nell'ambito del procedimento di concessione demaniale e di autorizzazione unica già avviato, si provvederà ad allineare le aree richieste in concessione a quelle di progetto secondo la revisione finale che verrà approvata.

### 3.4.2 La procedura di connessione alla RTN

Nel mese di novembre 2021 la società Hope srl ha inoltrato a TERNA spa la richiesta di connessione alla rete elettrica Nazionale contestualmente all'istanza di concessione demaniale. TERNA SPA ha poi rilasciato il preventivo di connessione in data 09/12/2022 con nota P20220108125-09.12.2022. Il preventivo di connessione è stato accettato il 14 dicembre 2022 e volturato alla società Barium Bay il 22/12/2022.

### 3.4.3 La procedura di Autorizzazione Unica

Ai sensi della circolare Ministeriale 40 del 2012 la richiesta di autorizzazione unica, ex dpr 387/2003 è contestuale e coincidente con la richiesta di Concessione Demaniale: pertanto il procedimento presso il MASE (all'epoca MITE) risulta essere attivo.

### 3.4.4 La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale

Nell'ambito dei procedimenti sopra descritti la Scrivente procede, con la redazione della documentazione del progetto definitivo e dello Studio di Impatto Ambientale, a protocollare presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica l'istanza per la Valutazione di Impatto Ambientale, atteso che l'intervento ricade nella tipologia elencata nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 alla lettera 7-bis, denominata "Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare", ed è tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), nella tipologia elencata nell'Allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1.2 denominata "Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a: 1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti".

## 3.5 FINALITÀ DELL'INTERVENTO

Scopo del progetto è la realizzazione di un "Parco Eolico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica e l'immissione dell'energia prodotta, attraverso un'opportuna la costruzione delle infrastrutture di rete, sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

## 3.6 DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA

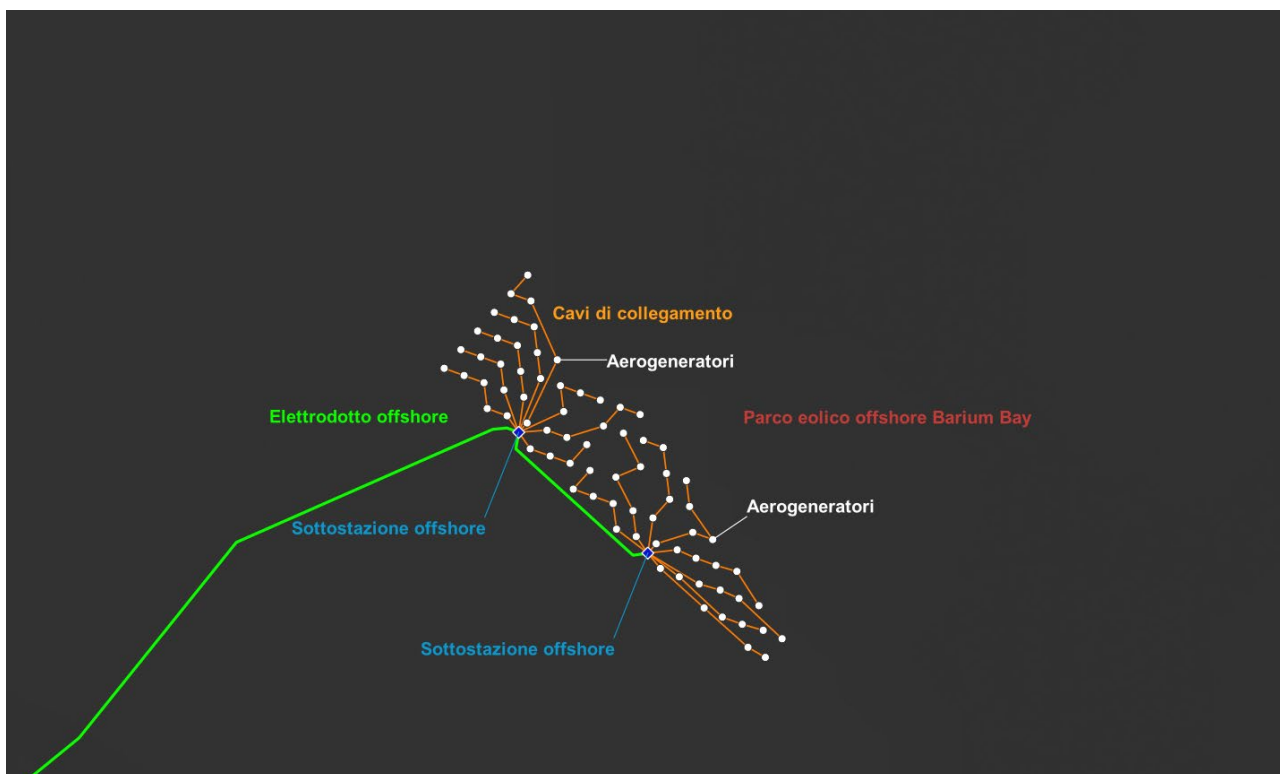


Figura 3.2: rappresentazione sintetica delle opere a mare



I principali componenti dell'impianto sono:

- **74 generatori eolici** della potenza unitaria di 15.0 MW, per una **potenza complessiva di 1.110 MW**, installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 8 sottocampi.
- **Linee elettriche in cavo sottomarino di collegamento tra gli aerogeneratori:** gli aerogeneratori, di potenza unitaria pari a 15 MW, saranno collegati in entra-esce e raccolti in 16 gruppi, dall'ultimo aerogeneratore di ogni gruppo partono le linee di raccolta a tensione di 66 kV che si atteranno sul quadro a 66 kV nella Stazione Elettrica (SE) Off-Shore più prossima.
- **2 Stazioni Elettriche Off-Shore (66/380 kV) (SE)**, ovvero tutte le apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessari a raccogliere l'energia prodotta nei sottocampi eolici elevandone la tensione da 66 kV a 380 kV. Queste sono collegate mediante un elettrodotto marino costituito da un singolo cavo tripolare a 380 kV e lungo circa 14 km
- **Elettrodotto di connessione in HVAC**, formato da un primo tratto in cavi marini a 380 kV per una lunghezza di circa 57 km e da un secondo tratto di cavidotto interrato a 380 kV, per una lunghezza di circa 2 km, posato dopo la transizione da marino a terrestre nel punto d'approdo, ubicato a Sud di Barletta, in corrispondenza dell'area industriale.

Per quanto riguarda la localizzazione delle opere a terra, queste sono strettamente connesse alla necessità di collegare l'impianto eolico offshore alla rete di trasmissione nazionale gestita da TERNA spa. La soluzione tecnica di connessione indicata da TERNA con preventivo di connessione Codice Pratica: 202102517 prevede che l'impianto venga collegato in doppia antenna a 380 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Andria – Brindisi Sud" previa realizzazione:

- dei raccordi a 380 kV della futura Stazione Elettrica all'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia – Palo del Colle";
- dei seguenti interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna:
  - elettrodotto 380 kV Foggia – Larino – Gissi (cod. 402-P);
  - elettrodotto 380 kV Brindisi Sud – Andria (cod.512-S);
  - elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino (cod. 546-P);
  - elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (cod. 506-P);
  - elettrodotto 380 kV area Nord Benevento (553-N).

Le opere previste da Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente gestito direttamente da TERNA, occorre invece integrare nel progetto dell'impianto eolico le opere di rete per la connessione e le opere di utenza, sempre indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i.

La società Barium Bay ha avviato l'iter di progettazione condivisa con TERNA e con gli altri produttori interessati dalla medesima opera di rete, è stata nominata capofila per la progettazione delle Opere di Rete ed ha presentato a TERNA lo Studio di Fattibilità per l'individuazione delle aree ove allocare la nuova Stazione Elettrica RTN ed i relativi raccordi.

La soluzione tecnica adottata prevede la realizzazione della nuova Stazione Elettrica RTN ubicata in prossimità del punto di approdo dei cavi marini in un'area industriale a sud est dell'abitato del Comune di Barletta. Si prevede inoltre la realizzazione di due elettrodotti adiacenti in doppia terna lungo un tracciato che attraversa i territori di Andria e Barletta per collegarsi alle linee della RTN a 380 kV "Andria – Brindisi Sud" e "Foggia – Palo del Colle".

In tali ipotesi le opere a terra constano di:

- **vasca giunti** prossima al punto di approdo per consentire il passaggio da cavo sottomarino a cavo per posa interrata.
- **elettrodotto a 380 kV interrato** su strada pubblica per una lunghezza di circa 2 km

- **stazione elettrica RTN di smistamento**, a servizio di altri impianti offshore, ubicata nell'area industriale di Barletta, realizzata mediante esecuzione in GIS.
- **2 elettrodotti aerei in doppia terna**, per una lunghezza di circa 23 km, da collegare in entra-esce alle due linee RTN a 380 kV sopra citate “Andria – Brindisi Sud” e Foggia – Palo del Colle”.



*Figura 3.3: rappresentazione sintetica delle opere a terra*

## 4 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE

### 4.1 L'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 74 aerogeneratori posizionati nel mare Adriatico meridionale in acque internazionali sulla Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa dei comuni di Bari, Giovinazzo, Molfetta, Bisceglie e Trani. La distanza minima dalla costa barese è di 40 km mentre la distanza minima dalla costa garganica è pari a 50 km:

- Vieste (FG) 55 km;
- Mattinata (FG) 60 km;
- Mont'Angelo (FG) 68 km;
- Manfredonia (FG) 71,5 km;
- Zapponea (FG) 71,5 km;
- Margherita di Savoia (BAT) 60 km;
- Barletta (BAT) 55 km;
- Trani (BAT) 50 km;
- Bisceglie (BAT) 48 km;
- Molfetta (BA) 46,7 km;
- Giovinazzo (BA) 43,2 km;
- Bari S. Spirito 41 km;
- Bari 39 km;
- Mola di Bari 44 km;
- Polignano a mare 53 km;
- Monopoli 60 km.



Figura 4.1: inquadramento su ortofoto dell'impianto eolico offshore galleggiante

L'area d'intervento per le opere a mare è pertanto posta ad una distanza dalla costa minima di 40 km superiore ai 4 km indicati come soglia minima nelle "Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile del PPTR della Regione Puglia".

Si è scelto di individuare un'area posta oltre il limite delle acque territoriali e molto distante dalla costa in modo da ridurre gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche in essere quali la pesca locale, il traffico navale, le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, gli usi militari e l'affondamento esplosivi.

All'interno dell'area scelta, il posizionamento degli aerogeneratori segue una matrice regolare con configurazione quinconce orientata secondo la direzione principale del vento e distanza minima tra gli aerogeneratori pari a 1560 m. Inoltre, al fine di limitare le perdite per effetto scia, nella zona centrale del parco eolico gli aerogeneratori sono meno densi.

#### 4.2 COORDINATE AEROGENERATORI

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nei sistemi di riferimento UTM WGS84 Fuso 33:

Turbine type	Turbine No.	coordinate system	
		WGS84, Zone 33	
		x	y
V236_hub150m	Turbine1	656127	4613728
V236_hub150m	Turbine2	667608	4600470
V236_hub150m	Turbine3	665663	4604815
V236_hub150m	Turbine4	670212	4592518
V236_hub150m	Turbine5	672731	4593153
V236_hub150m	Turbine6	671496	4591778
V236_hub150m	Turbine7	671339	4593773
V236_hub150m	Turbine8	669789	4594217
V236_hub150m	Turbine9	671023	4595592
V236_hub150m	Turbine10	669552	4596124
V236_hub150m	Turbine11	668318	4594749
V236_hub150m	Turbine12	666975	4595424
V236_hub150m	Turbine13	668160	4596744
V236_hub150m	Turbine14	669395	4598119
V236_hub150m	Turbine15	667844	4598563
V236_hub150m	Turbine16	666610	4597187
V236_hub150m	Turbine17	665139	4597719
V236_hub150m	Turbine18	666373	4599094
V236_hub150m	Turbine19	666137	4601001
V236_hub150m	Turbine20	664982	4599711
V236_hub150m	Turbine21	663747	4598340
V236_hub150m	Turbine22	663431	4600158
V236_hub150m	Turbine23	665900	4602908
V236_hub150m	Turbine24	664429	4603440
V236_hub150m	Turbine25	663194	4602065

Turbine type	Turbine No.	coordinate system	
		WGS84, Zone 33	
		x	y
V236_hub150m	Turbine26	661960	4600690
V236_hub150m	Turbine27	660501	4601236
V236_hub150m	Turbine28	661723	4602597
V236_hub150m	Turbine29	664192	4605347
V236_hub150m	Turbine30	663956	4607254
V236_hub150m	Turbine31	662278	4605843
V236_hub150m	Turbine32	660252	4603129
V236_hub150m	Turbine33	658781	4603661
V236_hub150m	Turbine34	660458	4605073
V236_hub150m	Turbine35	662484	4607786
V236_hub150m	Turbine36	662248	4609693
V236_hub150m	Turbine37	661013	4608318
V236_hub150m	Turbine38	658544	4605568
V236_hub150m	Turbine39	657310	4604193
V236_hub150m	Turbine40	660777	4610225
V236_hub150m	Turbine41	659542	4608850
V236_hub150m	Turbine42	658308	4607475
V236_hub150m	Turbine43	657073	4606100
V236_hub150m	Turbine44	659306	4610757
V236_hub150m	Turbine45	657835	4611289
V236_hub150m	Turbine46	656600	4609914
V236_hub150m	Turbine47	656837	4608007
V236_hub150m	Turbine48	655602	4606631
V236_hub150m	Turbine49	653895	4609070
V236_hub150m	Turbine50	656363	4611821
V236_hub150m	Turbine51	654892	4612352
V236_hub150m	Turbine52	654656	4614260
V236_hub150m	Turbine53	654419	4616167
V236_hub150m	Turbine54	653185	4614791
V236_hub150m	Turbine55	653421	4612884
V236_hub150m	Turbine56	652187	4611509
V236_hub150m	Turbine57	650952	4610134
V236_hub150m	Turbine58	655366	4608538
V236_hub150m	Turbine59	653658	4610977
V236_hub150m	Turbine60	651950	4613416
V236_hub150m	Turbine61	654131	4607163
V236_hub150m	Turbine62	652423	4609602
V236_hub150m	Turbine63	650716	4612041
V236_hub150m	Turbine64	649245	4612573

Turbine type	Turbine No.	coordinate system	
		WGS84, Zone 33	
		x	y
V236_hub150m	Turbine65	650479	4613948
V236_hub150m	Turbine66	651714	4615323
V236_hub150m	Turbine67	652948	4616698
V236_hub150m	Turbine68	654183	4618074
V236_hub150m	Turbine69	653946	4619981
V236_hub150m	Turbine70	652711	4618605
V236_hub150m	Turbine71	651477	4617230
V236_hub150m	Turbine72	650242	4615855
V236_hub150m	Turbine73	649008	4614480
V236_hub150m	Turbine74	647773	4613105

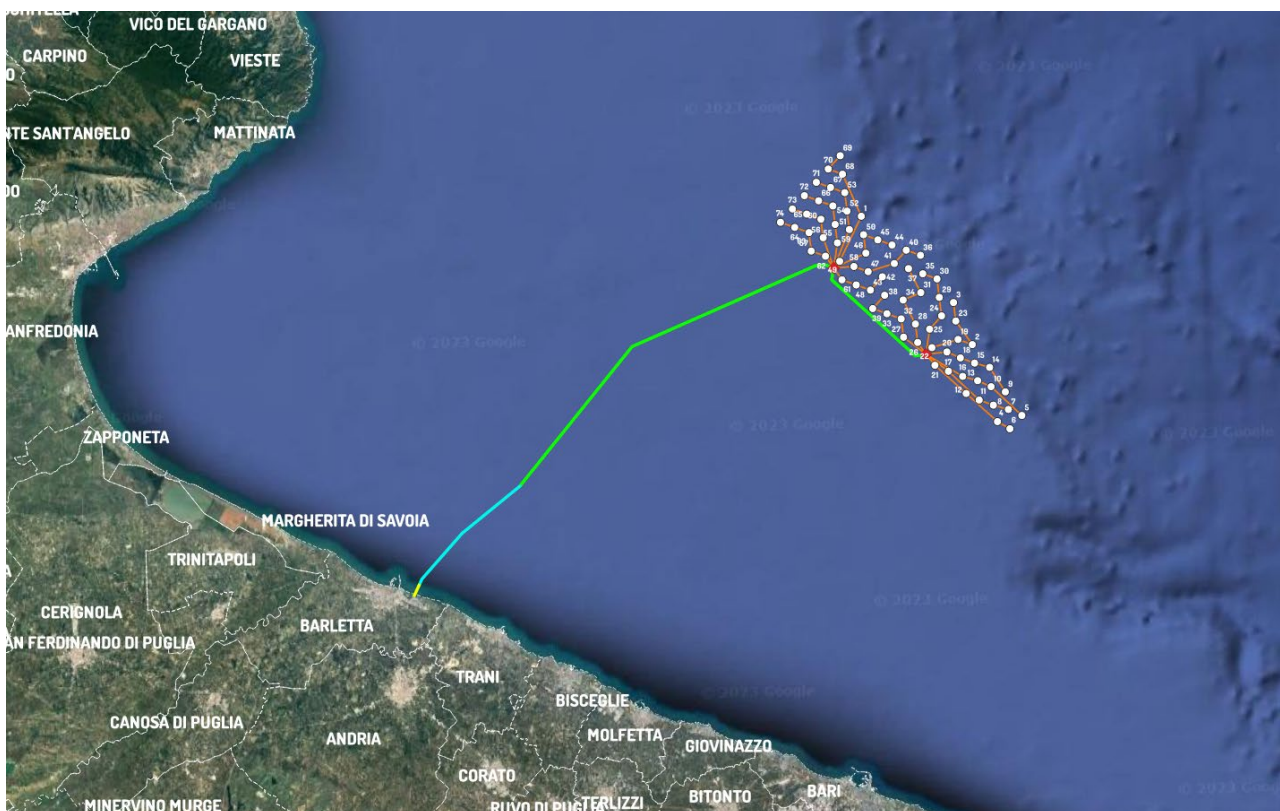
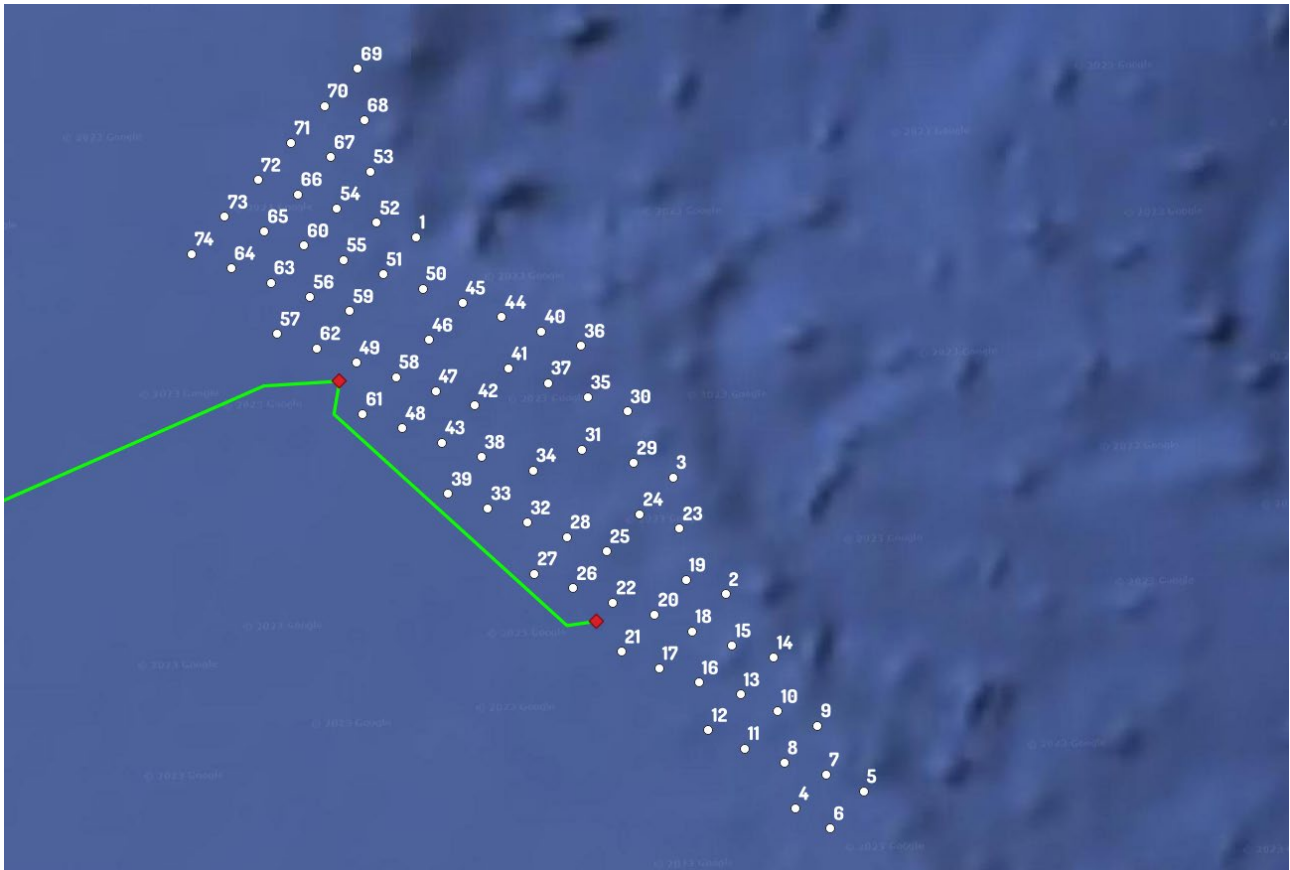


Figura 4.2: posizione aerogeneratore



*Figura 4.3: posizione aerogeneratori*

## 5 CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE

### 5.1 INQUADRAMENTO AMBIENTALE DELLE AREE E ANALISI GEOMORFOLOGICA

L'area d'interesse è stato oggetto di un dettagliato studio volto a caratterizzare le aree da un punto di vista vincolistico e ambientale costruendo un quadro di riferimento utile a definire la progettazione preliminare con particolare riferimento alla definizione del tracciato dell'elettrodotto e il piano di lavoro degli studi oceanografici da realizzare a mare.

In via del tutto preliminare, sono stati presi in esame le pubblicazioni ed i rapporti del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ("Lo stato della pesca e dell'acquacoltura nei mari italiani" a cura di S. Cautadella e M. Spagnolo del 2012), le risultanze del Progetto Ipa Adriatic POWERED già presentato in premessa e gli studi effettuati dalla Regione Puglia sulla posidonia oceanica e sulle biocostruzioni marine (BIOMAP) che hanno contribuito a costruire un ampio e documentato corpo di dati scientifici utilizzati per la perimetrazione dei SIC mare pugliesi. Si è inoltre tenuto in considerazione lo Studio di Impatto Ambientale realizzato per il progetto Centrale Eolica Offshore Brindisi della TG Energie Rinnovabili s.r.l. che ha ottenuto il parere favorevole con prescrizione del Comitato Tecnico VIA.

Nel 2012 il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ha promosso la pubblicazione del libro "Lo stato della pesca e dell'acquacoltura nei mari italiani" a cura di S. Cautadella e M. Spagnolo realizzata nell'ambito del progetto "Programma per una pubblicazione sullo stato della Pesca in Italia – cod. 6G24". Il libro fornisce una fotografia della pesca e dell'acquacoltura e nel suo secondo capitolo viene presentata la "Caratterizzazione ambientale delle aree di pesca". Di seguito vengono riportati alcuni estratti da tale pubblicazione utili ad inquadrare da un punto di vista ecologico le aree marine prospicienti la Puglia.

*"Il Basso Adriatico mostra differenze sostanziali nelle porzioni settentrionale e meridionale; nella prima è localizzato il Golfo di Manfredonia, con un'ampia piattaforma continentale (distanza fra la linea di costa e 200 m pari a circa 45 miglia nautiche) e una scarpata poco ripida; nella seconda, invece, le isobate sono ravvicinate, tanto che la profondità di 200 m si raggiunge già a circa 8 miglia da Capo d'Otranto. Come si vedrà in seguito, questa diversa fisionomia si riflette sulle caratteristiche delle biocenosi e delle risorse alieutiche.*

*Il bordo della piattaforma continentale (shelf-break) è posto a circa 160-200 m di profondità ed è inciso dalle testate di canyon che si sviluppano ortogonalmente alla linea della scarpata continentale. Tali incisioni del fondo costituiscono delle vie preferenziali per il trasferimento dei sedimenti verso la piana abissale, soprattutto laddove sono più vicine alla linea di costa.*

*La distribuzione di flora e fauna marina, così come le principali caratteristiche ecologiche del bacino, è legata alle differenze ambientali e morfologiche.*

*Gli apporti di materiale ricco in nutrienti da parte dei fiumi e dei torrenti che scorrono nella zona a Nord del Gargano (fiume Fortore, torrente Saccione) influenzano notevolmente la natura dei sedimenti marini e di conseguenza le comunità bentoniche esistenti.*

*Sulla piattaforma continentale il fondo è poco ripido e quasi esclusivamente di natura sedimentaria. Con l'aumentare della distanza dalla costa e il lento digradare del fondo, unitamente al ridotto idrodinamismo, il fango prende man mano il sopravvento favorendo l'instaurarsi delle comunità delle sabbie infangate. L'area del Golfo di Manfredonia, protetta dall'effetto diretto della corrente W-SAd-C per la presenza del promontorio del Gargano, è soggetta a condizioni idrodinamiche che agevolano la sedimentazione e arricchiscono le acque di nutrienti, determinando la presenza di banchi di molluschi bivalvi di interesse commerciale. In particolare, nelle aree più vicine alla costa prevalgono le biocenosi delle Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC) (figura 2.15) caratterizzate dai bivalvi *Chamelea gallina* (vongola comune) e *Acanthocardia tuberculata* (cuori), mentre verso il largo i sedimenti di origine organogena (fondi a maërl e fondi precoralligeni) sono popolati da *Venus verrucosa* (noce di mare) e *Laevicardium oblungum* (Vaccarella et al., 1996).*

*Al largo di Bari le biocenosi del Detritico Costiero (DC) e del Detritico del Largo (DL) sono insediate su sedimenti relitti, cui si sono aggiunti materiali fini detritici-organogeni. Nella zona costiera compresa tra Bari e*



Brindisi si susseguono, dalla battigia verso il largo, fondi rocciosi soprattutto colonizzati dalla biocenosi ad Alghe Fotofile (AP), brevi tratti sabbiosi sino a 5-6 m di profondità, praterie di *Posidonia oceanica*, coralligeno (già a 12 m e fino a 22 m) e infine Fanghi Terrigeni Costieri (VTC). Nel tratto di costa fra Brindisi e Otranto l'infralitorale è caratterizzato da una ristretta fascia a Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC) alla quale segue un'estesa fascia di posidonieto insediato sia su "matte" che su sabbia e, in alcuni tratti, anche su substrato roccioso. In questa zona è stata rilevata la maggiore estensione di posidonieto, di poco superiore a 3 km (CRISMA, 2006a).

Nelle zone di "intermatte" si individuano tratti di biocenosi assimilabili a un "precoralligeno". Il coralligeno è presente fino a 40-50 m per poi essere sostituito da fondi a Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) caratterizzati dal gasteropode *Turritella communis*. In Adriatico meridionale il limite inferiore della posidonia non si spinge mai oltre 25 m di profondità, mentre il limite superiore spesso si aggira intorno a 6-7 m e in rari casi sembra arrivare anche in acque ancora più basse, come in un'area a Sud di S. Cataldo (Lecce) (CRISMA, 2006a)."

Ulteriori elementi sono stati raccolti analizzando il report finale del WP5 del progetto Powered dal quale sono state estratte le mappe tematiche relative alle seguenti componenti ambientali flora, fauna ed ecosistemi: avifauna, mammiferi marini, rettili marini (tartarughe), elasmobranchi, comunità bentoniche, pesci, bivalvi e specie protette. Da una prima analisi si evidenzia che le aree di progetto sono distanti da aree protette, sui fondali interessati dalla presenza dagli aerogeneratori non sono presenti praterie di posidonia oceanica e coralligeno. L'area in progetto non interferisce con le aree evidenziate nella cartografia riferita agli uccelli. Per quanto riguarda la fauna marina è opportuno ricordare che gli impianti eolici offshore rappresentano un'area marina protetta di fatto e pertanto gli impatti positivi durante la fase di esercizio sono sicuramente superiori agli eventuali impatti negativi in fase di costruzione.

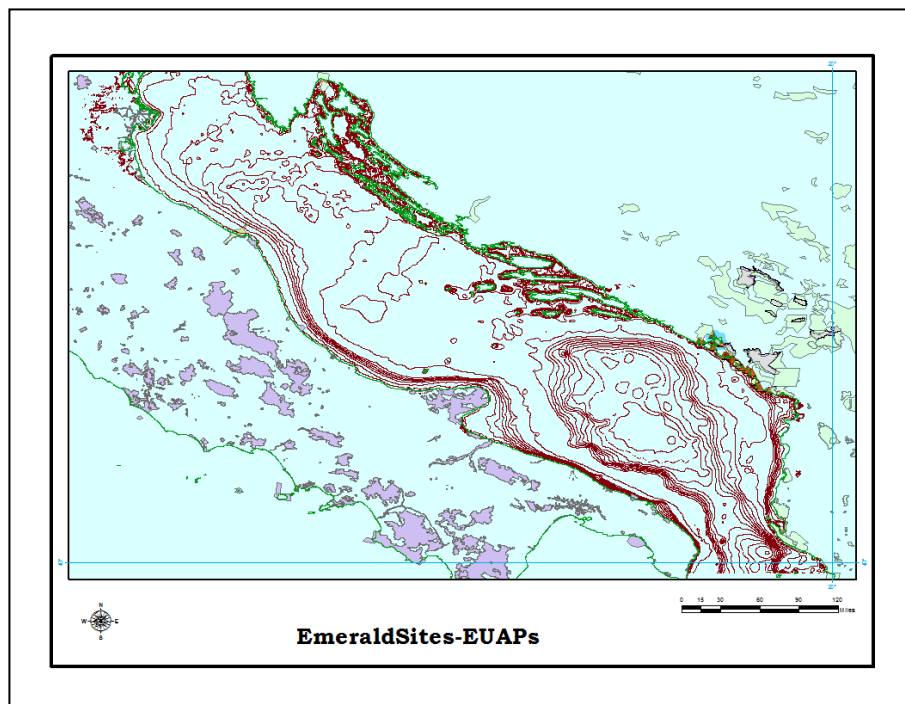


Figura 5.1: aree protette - rete Emerald – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

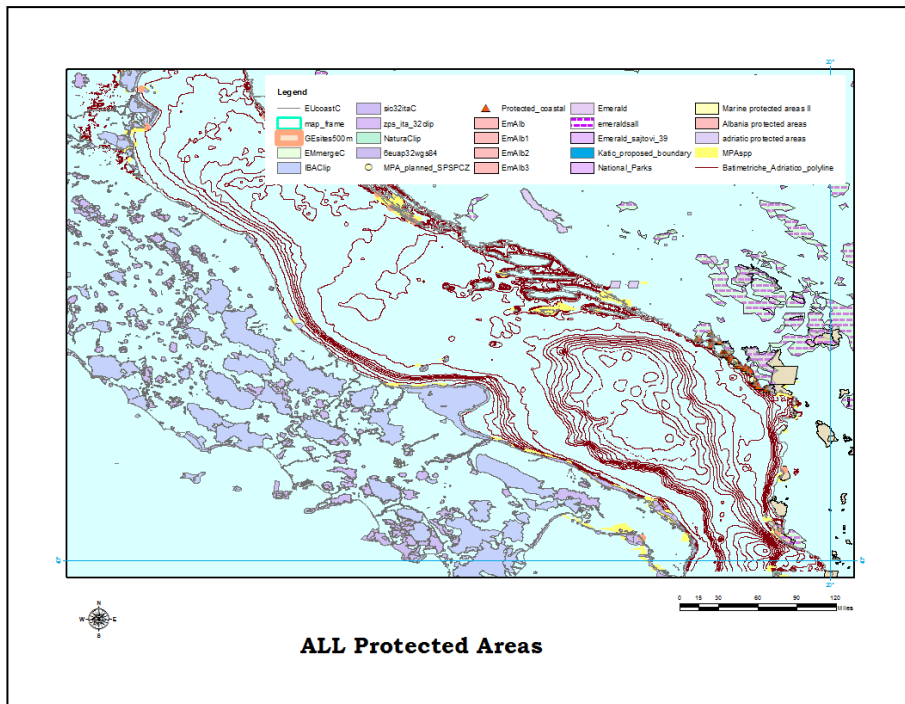


Figura 5.2: aree protette nel Mare Adriatico– Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

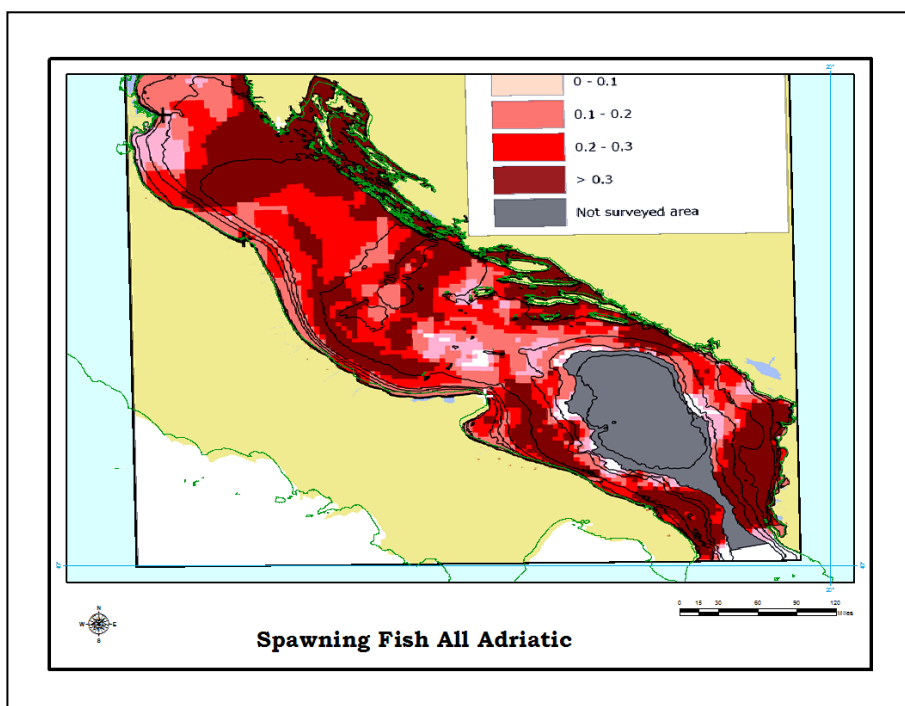


Figura 5.3: Aree di deposizione delle uova – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

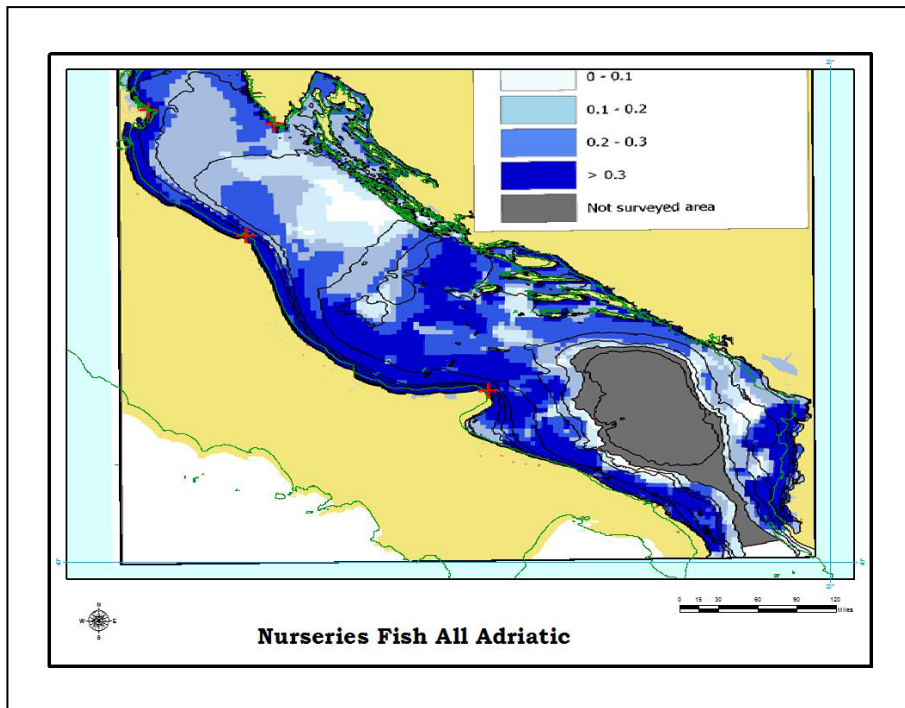


Figura 5.4: aree di crescita del novellame – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

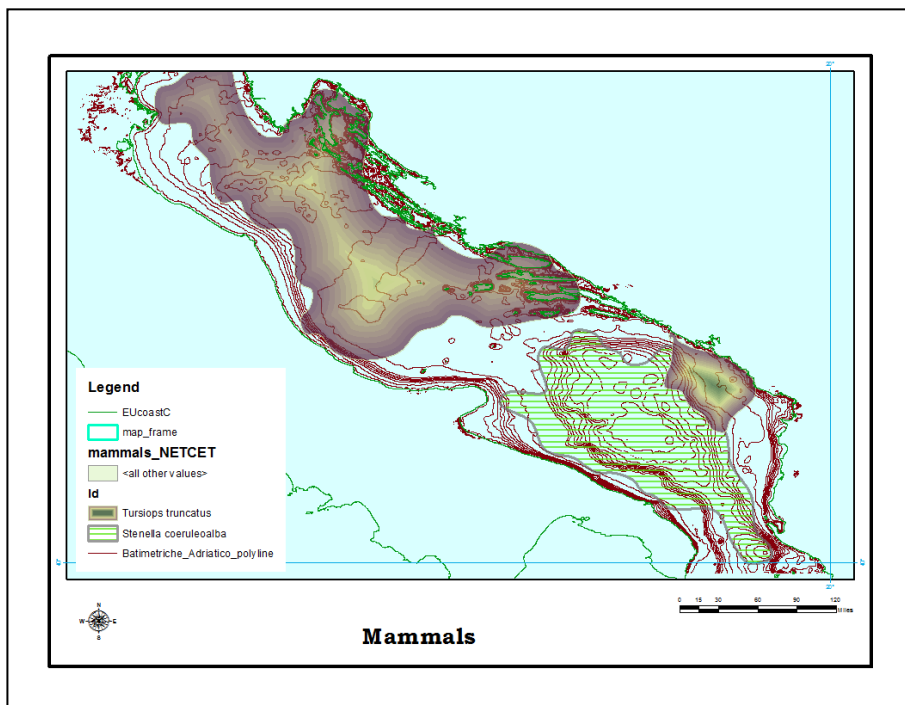


Figura 5.5: mammiferi marini - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

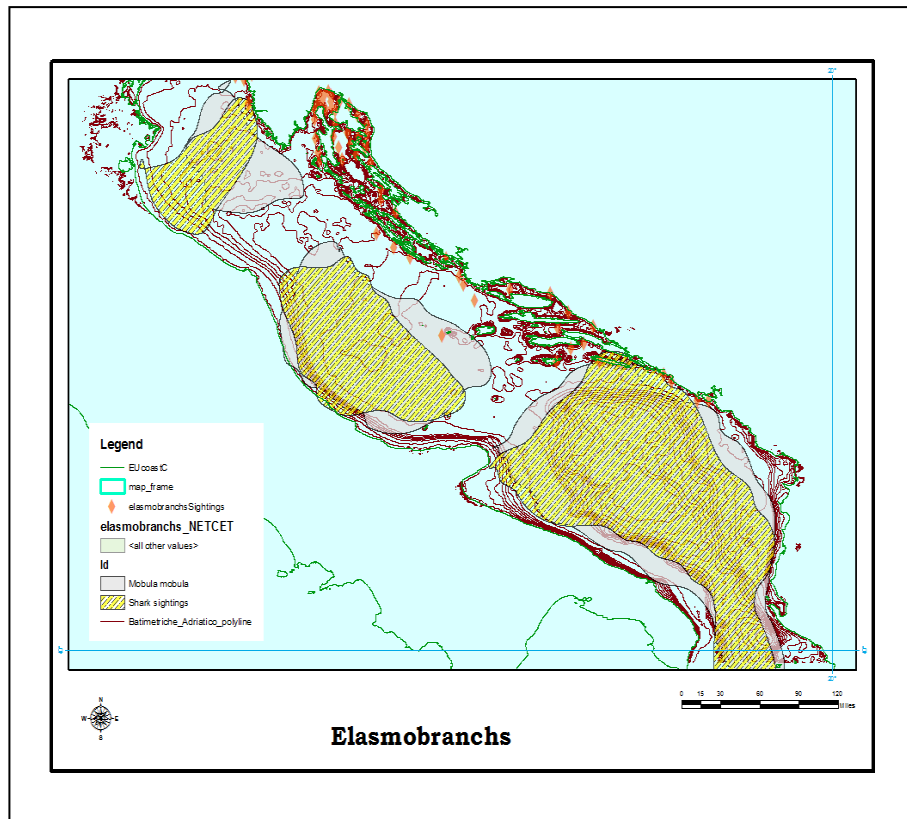


Figura 5.6: Elasmobranchi - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

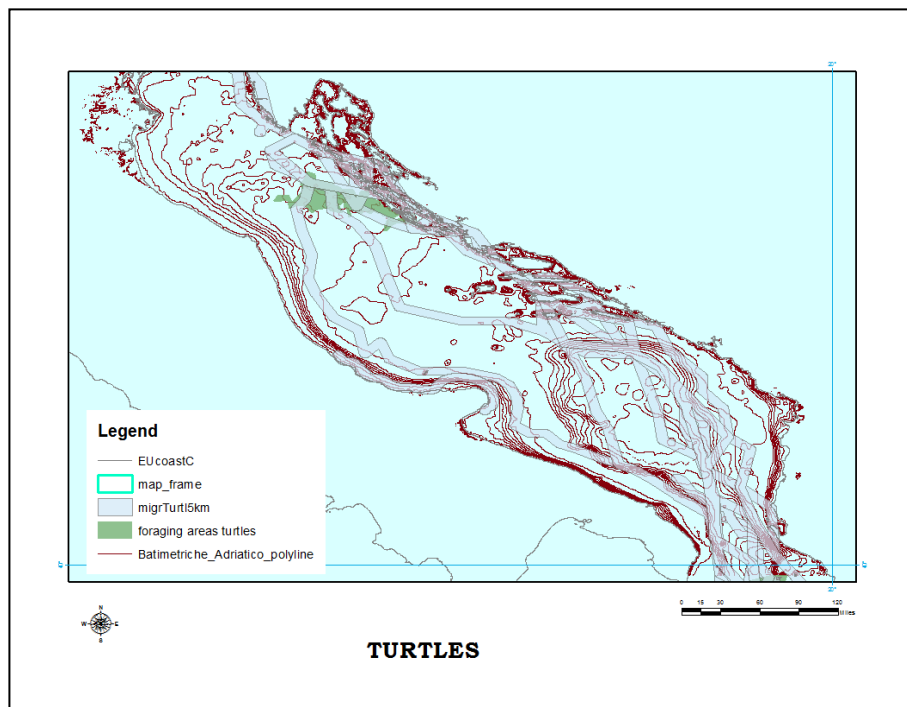
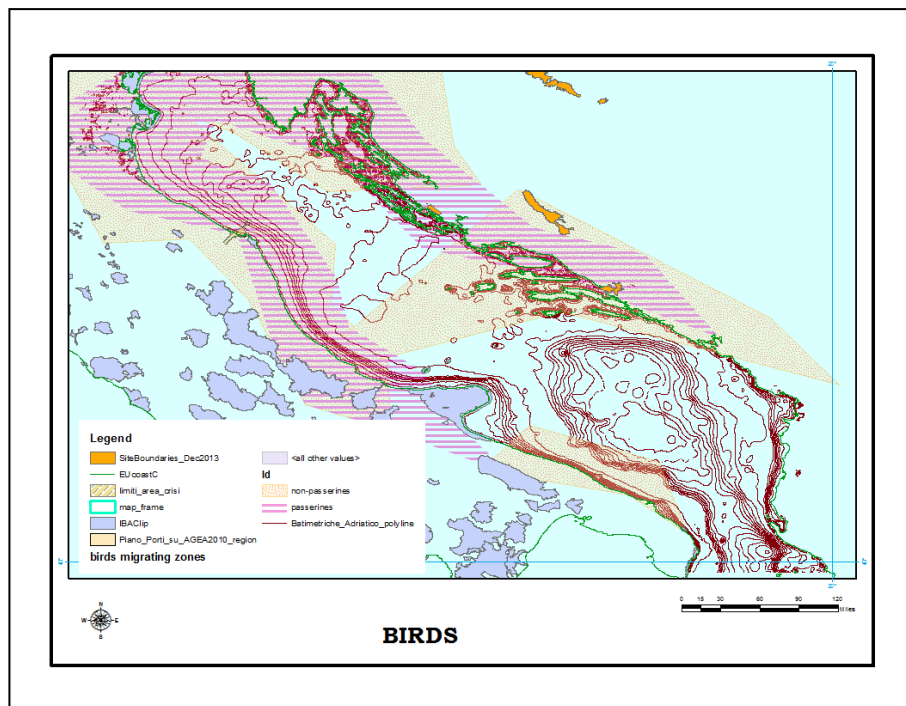
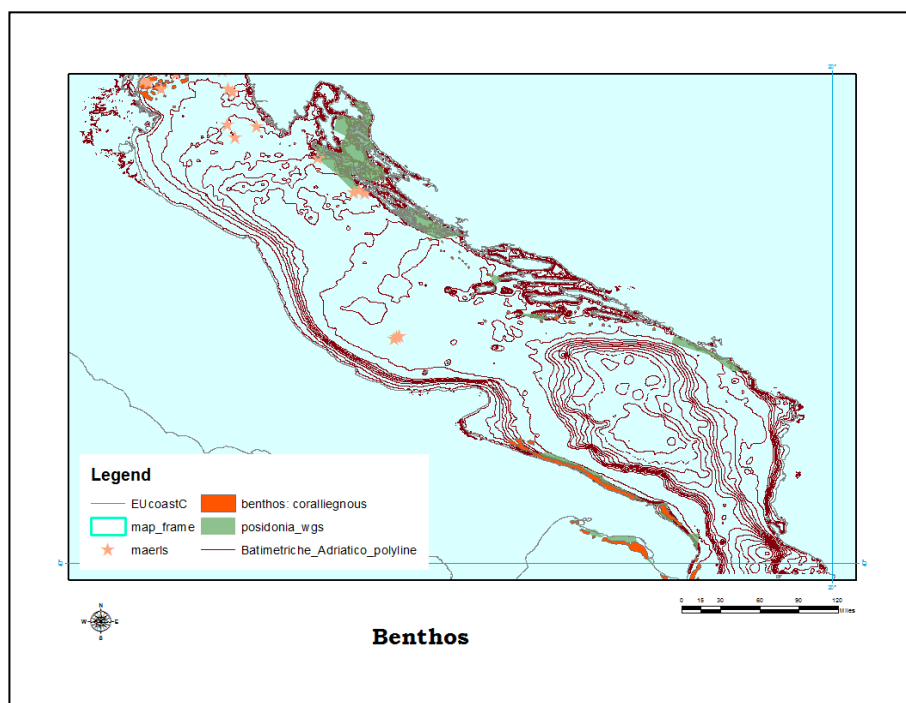


Figura 5.7: Tartarughe - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



*Figura 5.8: Uccelli - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report*



*Figura 5.9: Habitat bentonici - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report*

Dopo questa analisi preliminare basata sugli studi effettuati nell'ambito del progetto POWERED che ha interessato l'intero bacino adriatico si è proceduto ad analizzare più nel dettaglio i possibili impatti delle opere in progetto in considerazione degli studi effettuati dalla Regione Puglia sulla posidonia oceanica e sulle biocostruzioni.

Sono stati analizzati i dati prodotti dal progetto "Inventario e Cartografia delle Praterie di Posidonia nei Compartimenti Marittimi di Manfredonia, Molfetta, Bari, Brindisi, Gallipoli e Taranto" realizzato dal Consorzio per la Ricerca Applicata e l'Innovazione Tecnologica nelle Scienze del Mare – CRISMA, con la partecipazione dell'Associazione Armatori da Pesca di Molfetta – ASSOPESCA ed è stata utilizzata la cartografia GIS prodotta. Dalla sovrapposizione cartografica (Fig. 5.24) si evidenzia come l'impianto eolico è distante dalla

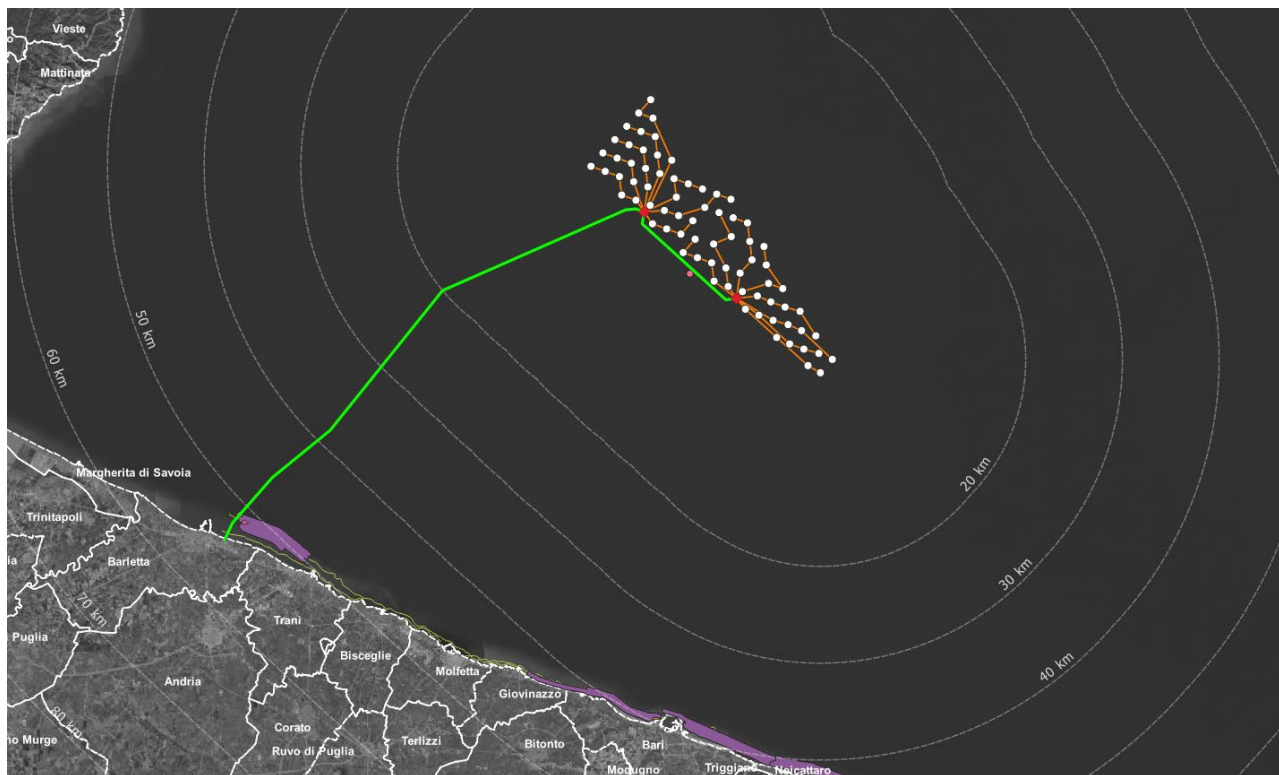
fascia di posidonia oceanica mentre le opere di connessione interessano aree esterne al posidonieto di San Vito.

L'attività di progettazione preliminare ha tenuto conto delle risultanze degli studi effettuati nell'ambito del progetto BIOMAP – Biocostruzioni marine in Puglia – promosso dalla Regione Puglia allo scopo mappare le biocostruzioni marine presenti lungo le coste pugliesi verificandone la composizione in specie, lo stato di conservazione e gli impatti cui le biocostruzioni sono sottoposte.

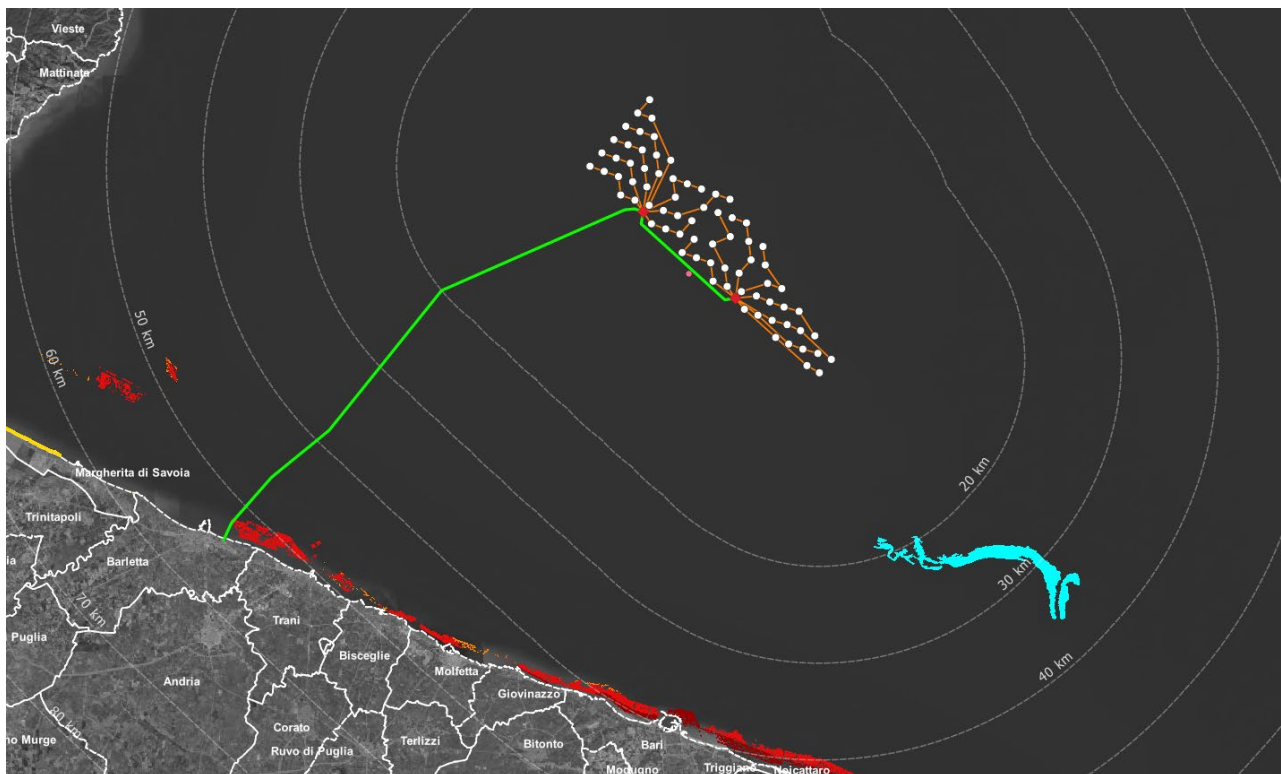
Con il termine “Biocostruzioni marine” si definiscono quegli ambienti caratterizzati dalla sovrapposizione di strutture biologiche che possono crescere una sull'altra sino a formare vere e proprie “scogliere” alte, a volte, anche alcuni metri. Nell'ambito della categoria “biocostruzioni marine” in Puglia, oltre al “coralligeno” propriamente detto, è da segnalare la presenza di altre due tipologie di biocostruzioni (oltre i 200 metri di profondità), formati dai cosiddetti coralli bianchi, situati nell'area di Santa Maria di Leuca e nel Canyon al largo della città di Bari e i reefe formati dal polichete Sabellaria spinosa, localizzati nell'area garganica a batimetria superficiale (10 metri di profondità).

La ricerca è durata oltre 2 anni ed ha prodotto una cartografia GIS del censimento effettuato. Dalla sovrapposizione cartografica (Fig. 5.25) si evidenzia come l'impianto eolico è distante dalla fascia interessata dalla presenza di coralligeno che invece risulta attraversata dalle opere di connessione.

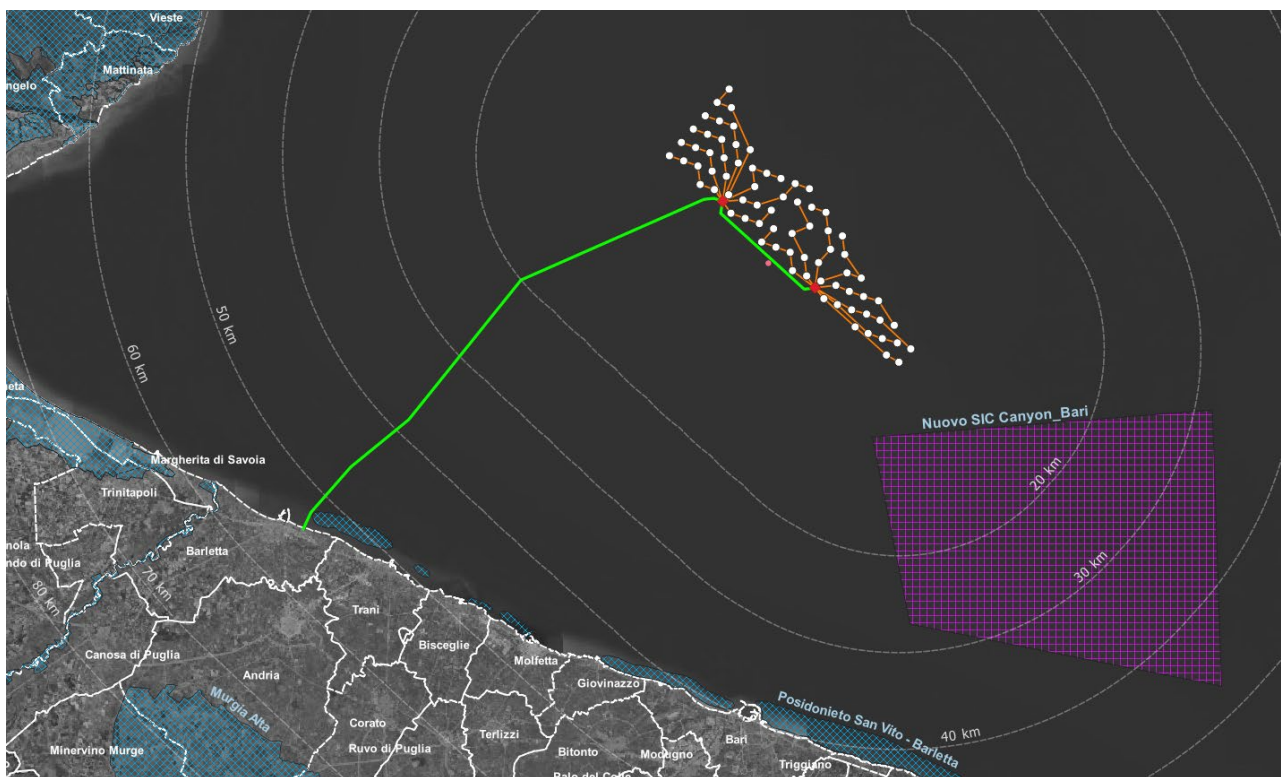
Gli studi effettuati dalla Regione Puglia e la cartografia prodotta si riflettono sulla perimetrazione dei siti “SIC mare” (Fig. 5.26). Dallo studio cartografico effettuato si rileva una notevole distanza tra l'impianto eolico e il sito protetto e l'attraversamento del SIC delle opere di connessione.



**Figura 5.10: Inquadramento dell'impianto eolico su cartografia delle praterie di posidonia - CRISMA**

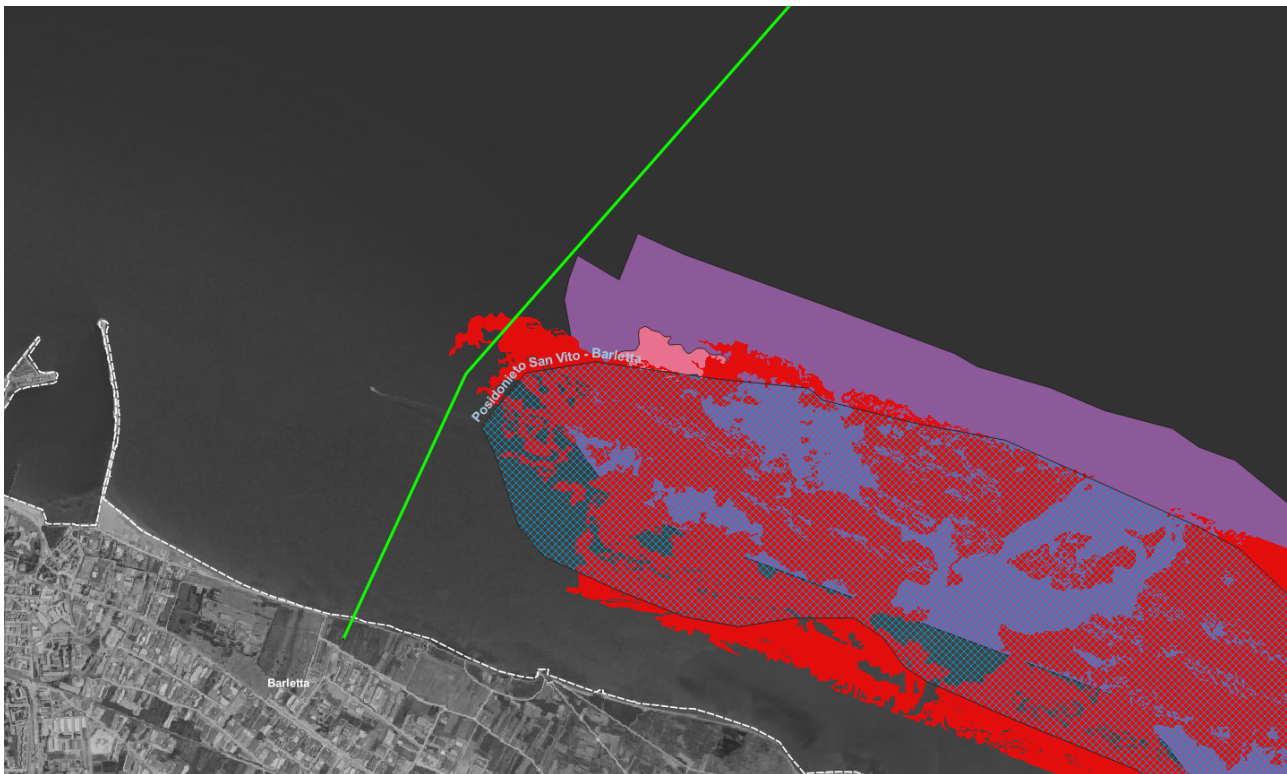


**Figura 5.11: Inquadramento dell'impianto eolico su cartografia delle biocostruzioni marine - Biomap**



**Figura 5.12: Inquadramento dell'impianto eolico su cartografia siti Natura 2000 (esistenti e in fase di costituzione)**

Andando ad esaminare più nel dettaglio il tratto di mare in prossimità della costa interessato dall'elettrodotto di connessione si evidenzia che questo è caratterizzato dalla presenza di biocostruzioni seppur non ricompreso nella perimetrazione del posidonieto e del SIC associato.



**Figura 5.13: punto di sbarco a terra dell'elettrodotto di connessione su cartografia siti Natura 2000, biocostruzioni marine – Biomap e cartografia delle praterie di posidonia - CRISMA**

Sulla base della documentazione bibliografica e degli studi di dettaglio disponibili fin qui presentati è stato possibile definire in via preliminare le aree e definire un progetto preliminare per poi pianificare in maniera adeguata le successive indagini di dettaglio che hanno permesso di caratterizzare puntualmente l'area interessata dalle opere.

## **5.2 MORFOLOGIA E BATIMETRIA DEI FONDALI**

L'area interessata dalle opere in progetto è stata interessata nei mesi di Aprile e Maggio 2023 da rilievi geoacustici. Il rilievo pianificato lungo i collegamenti e cavidotti previsti per l'impianto, è stato eseguito lungo un corridoio di larghezza di circa 1000 m centrato sulla rotta teorica di ciascun cavidotto. Nelle aree di collocazione del cavidotto di connessione, nelle zone di approdo e di avvicinamento alla costa sono state realizzate nei giorni 12-13 Luglio 2023 delle ispezioni visive del fondale tramite veicolo robotico filoguidato ROV.

Le attività svolte sono le seguenti:

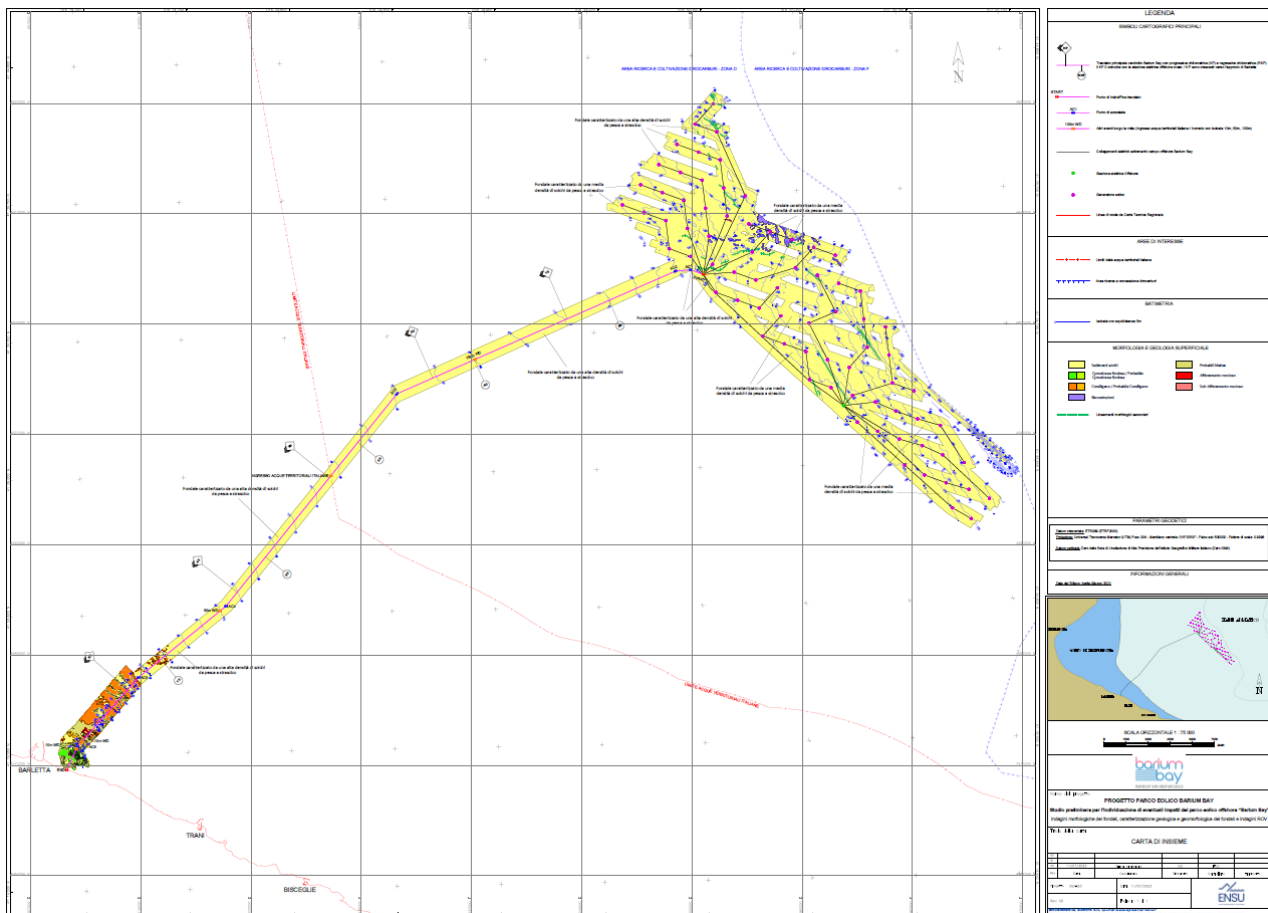
- Rilievo batimetrico con ecoscandaglio multifascio
- Rilievo morfologico mediante sonar a scansione laterale
- Rilievo stratigrafico mediante Sub Bottom Profiler
- Ispezione video tramite mezzo subacqueo filoguidato (R.O.V. Remote Operated Vehicle), eseguita al termine delle fasi precedenti.

Inoltre, allo scopo di ottenere maggiori informazioni sulla morfologia del fondale, il corridoio già pianificato è stato ampliato solo nel tratto più vicino alla costa eseguendo alcune linee extra con strumento Side Scan Sonar.

Sono state elaborate cartografie tematiche di dettaglio con la caratterizzazione geologica e geomorfologica dei fondali da utilizzare quali strumenti di supporto alla stesura del progetto e alla individuazione delle soluzioni tecniche caratterizzate dal minor impatto sull'ambiente e sulla biodiversità. Le risultanze di tali rilievi sono



contenute in dettaglio negli elaborati della sezione denominata “SIA.ES.6 INDAGINI MORFOLOGICHE E CARATTERIZZAZIONE GEOLOGICA E GEOMORFOLOGICA DEI FONDALI”.



**Figura 5.14: carta d’insieme delle indagini morfologiche dei fondali**

In generale, i risultati del rilievo geofisico confermano la batimetria, le morfologie e la geologia superficiale attesa in una area marina compresa tra la parte costiera e la scarpata attuale.

Le profondità minime rilevate di circa 4.0 m (KP 56) degradano costantemente verso il largo con pendenze di pochi gradi sino alla profondità massima registrata di circa 205 m nell’ estremità orientale del campo.

Il fondo si presenta generalmente piatto ad esclusione della parte prossimale (KP 49 – KP 56; prof.: 27 m – 4 m) in cui la presenza di biocenosi e di morfologie superficiali rende il fondo più complesso della parte distale (area del campo) nella quale la prossimità della scarpata attuale genera caratteristiche morfologiche di un certo rilievo.

Come atteso, la copertura sedimentaria post-glaciale è presente in tutte le aree indagate con spessori variabili tra i pochi decimetri ed alcuni metri.

Fa eccezione l’area prossimale (KP 49 – KP 56; prof.: 27 m – 4 m) in cui la presenza di un substrato probabilmente duro o molto consistente a tratti affiorante fa da base per biocenosi chiaramente individuate portando gli spessori delle coltri sciolte a pochi decimetri. Anche nell’area distale del campo, le coperture postglaciali di sedimenti sciolti probabilmente soffici si riducono di spessore sino all’affioramento del substrato (chiaramente identificato come serie di corpi sedimentari costituiti da alternanze di sedimenti sciolti di compattezza ignota).

In questa zona, il substrato appare, in un’area ristretta nella parte settentrionale, deformato e/o fagliato da strutture probabilmente relazionate ad un’area di instabilità identificata a Nord del campo (dati EmoDNet). Queste deformazioni non sembrano interessare la copertura sedimentaria olocenica e non deformano in maniera sostanziale il fondo marino attuale.

Nella parte del cavidotto di collegamento compresa tra KP 0 e KP 49 e in tutta l'area del campo, sono state registrate morfologie superficiali chiaramente ricollegabili ad attività antropiche di pesca a strascico. In particolare, solchi sono stati chiaramente identificati nei dati sonar aventi, a tratti, grandissima densità, indicando una fortissima pressione antropica.

L'area del campo presenta caratteristiche più complesse: una generale riduzione degli spessori dei sedimenti superficiali olocenici, una morfologia più complessa e la presenza, seppur molto limitata, di aree di affioramento/subaffioramento del substrato accompagnate dalla presenza di piccole zone di biocostruzioni a grande profondità (137 m fino a 150 m circa) nella parte orientale dell'area. La vicinanza del substrato al fondo può essere valutata migliorativa in relazione alle caratteristiche ricercate dei terreni come fondazioni agli ancoraggi. Ma qui si sottolinea ulteriormente, la possibile presenza di aree instabili soprattutto nelle parti prossime all'orlo della scarpata e, soprattutto, alla grande area di dissesto presente a Nord nel campo stesso. Non sono stati indentificati, in tutte le aree rilevate, oggetti o *target* sonici riferibili a relitti o simili potenzialmente pericolosi per il sistema. Le indagini svolte mostrano che l'area di studio non presenta problemi di stabilità ed inoltre la caratterizzazione del sottosuolo effettuata non ha evidenziato elementi critici tali da interferire con il parco eolico progettato.

I dati raccolti hanno permesso di definire con maggior dettaglio le scelte progettuali con riferimento alle procedure di posa ed interro del cavidotto marino (TOC e posa dei cavi in appoggio sul fondale con metodi di alta precisione a basso impatto sulle aree caratterizzate dalla presenza di biocenosi di pregio e posa in trincea sui fondali caratterizzati da sedimenti fangosi), al dimensionamento delle strutture di fondazione per le Sottostazioni Offshore su piattaforma fissa e alla progettazione delle opere di ancoraggio e ormeggio per le sottostrutture di fondazione galleggianti degli aerogeneratori.

### 5.3 GEOLOGIA E SISMICA

**Dal punto di vista geologico**, al fine di ipotizzare l'assetto stratigrafico e la tipologia di sedimenti attesi nell'area del progetto Barium Bay, le informazioni derivanti dalle prospezioni geofisiche mediante sub-bottom profiler (descritte al capitolo 3) sono state confrontate e complementate con le seguenti fonti di informazione:

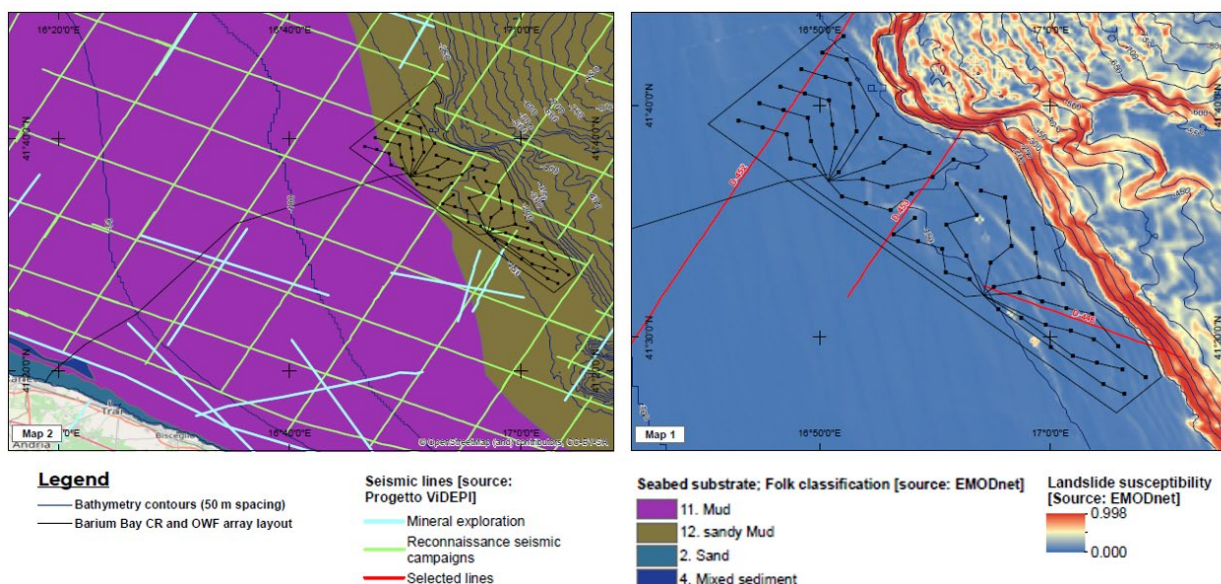
- Letteratura scientifica
- Database EMODnet – "European Marine Observation and Data Network"
- Progetto ViDEPI – "Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia"

Sulla base dei dati EMODnet, i sedimenti superficiali del fondale marino nell'area di progetto si classificano secondo la classificazione di Folk (1980) come "Sandy Mud" (fanghi sabbiosi), diventando "Mud" (fanghi) lungo la rotta del cavo di esportazione. Nella porzione sotto costa del corridoio del cavo, ci si attende che i sedimenti superficiali diventino gradualmente più sabbiosi, come confermato dalla mappatura EmodNet, secondo la quale a profondità d'acqua inferiori ai 40 m si riscontra una fascia di "muddy sand" (sabbie fangose) che diventano "sands" (sabbie) in prossimità della costa.

L'interpretazione dei dati del sub-bottom profiler ha permesso di identificare all'interno dell'area di progetto l'andamento della superficie erosiva che demarca i sedimenti sciolti di recente deposizione (olocene) e quello che viene definito 'substrato pre-glaciale'. Non è possibile sulla base dei dati acquisiti determinare con certezza la natura e consistenza di tale 'substrato pre-glaciale', il quale tuttavia viene ipotizzato essere costituito da sedimenti stratificati più competenti, e di varia natura.

Una possibile interpretazione è che il 'substrato pre-glaciale' identificato sulla base dei dati SBP, rappresenti le sequenze deposizionali più antiche associate alla trasgressione e alla regressione della linea di costa legate alle variazioni del livello medio mare. Questa interpretazione è considerata compatibile con la sequenza stratigrafica osservata in altre aree del margine occidentale Sud-Adriatico, come confermato anche dalla stratificazione in leggera pendenza osservata all'interno di questa formazione, compatibile con quella

riscontrata all'interno del cuneo sedimentario al largo del promontorio del Gargano, e dovuta a deposizione trasgressiva.



*Mappatura dei sedimenti superficiali (Fonte EmodNET) e linee sismiche VIDEPI*

## 5.4 ASPETTI CLIMATICI

Lo studio meteomarinario di dettaglio del sito è contenuto negli elaborati della sezione denominata “SIA.ES.7 CLIMA METEOMARINO”. Di seguito si riporta una sintesi dei dati climatici più significativi utilizzati per la progettazione delle opere in progetto rinviando ogni approfondimento agli elaborati specialistici.

### 5.4.1 Regime anemologico

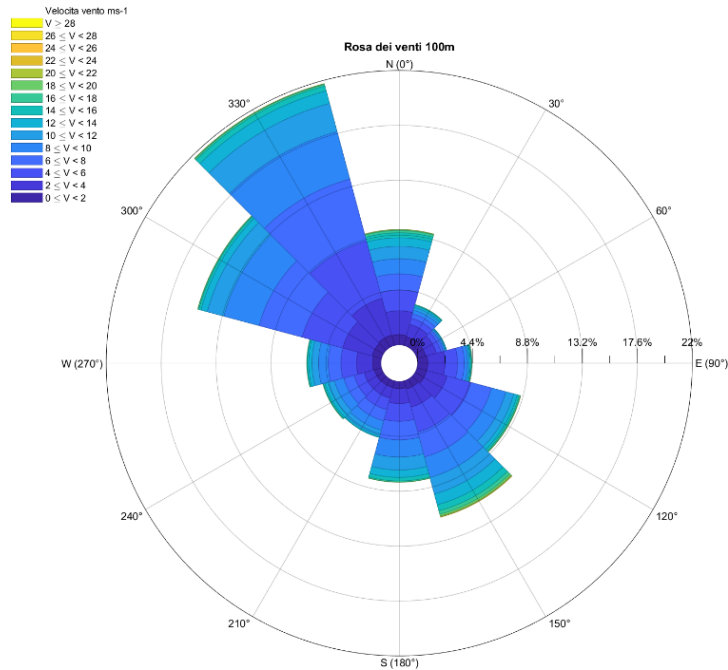
Il clima anemologico è caratterizzato da venti periodici come lo scirocco, vento caldo e umido, il maestrale, vento fresco ed asciutto, da venti occasionali come il libeccio, vento caldo ed asciutto, il grecale e la tramontana. Gli stati di vento più frequenti (venti regnanti) sono associati ai settori di provenienza NO, N e NE, mentre per gli stati di vento più intensi (venti dominanti) è più significativa la prevalenza del settore NO.

Le analisi delle variabili di vento presentate in questa sezione sono basate sui dati di rianalisi hindcast del database ERA5, per le coordinate 41.5 N 17.0 E, per il periodo che va dal 01/01/1980 al 31/12/2021, con discretizzazione temporale pari a 1 ora, è stato scelto come quota rappresentativa della velocità media quella a livello 100 m s.l.m.m., ovvero il livello più rappresentativo del vento all'altezza del mozzo del rotore della turbina eolica usata.

Le velocità medie del vento tendono a raggiungere i loro valori più alti nei mesi invernali (picco in dicembre) e i più bassi nei mesi estivi (minimo in agosto-settembre), e questo si riscontra anche nelle velocità massime e la deviazione standard, anche se non esattamente negli stessi mesi: per esempio il V100m massimo si è registrato in novembre, mentre il V100m medio massimo si ha in dicembre. I valori di minimo, invece, sono vicini allo zero, indicando che ci sono dei periodi senza vento (o vento molto basso) per tutti i mesi.

		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
V100m,1h [m/s]	Min	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Media	6.7	7.5	7.6	7.4	7.0	6.4	6.0	6.1	5.7	5.7	6.2	7.3	7.7
	Max	27.8	27.7	26.0	27.1	24.0	27.3	22.9	18.5	18.3	21.3	24.2	27.8	24.3
	Std	3.7	4.0	4.0	4.0	3.6	3.5	3.2	3.2	3.1	3.1	3.6	4.0	4.1

*Statistiche mensili e annuali della velocità del vento*



Rosa dei venti, a 100 m s.l.m

$V_{100m,1h}$		Velocità vento [m/s] 100m s.l.m.														
		0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24	24-26	26-28	
Direzionale [°N]	TOT	8.610%	18.093%	20.165%	19.177%	15.347%	9.687%	5.035%	2.345%	0.985%	0.372%	0.132%	0.040%	0.010%	0.003%	
	0	9.480%	0.856%	1.959%	1.716%	1.345%	1.240%	1.001%	0.690%	0.403%	0.183%	0.059%	0.021%	0.005%	0.001%	0.000%
	30	3.447%	0.711%	1.026%	0.519%	0.382%	0.316%	0.235%	0.154%	0.069%	0.026%	0.005%	0.002%	0.000%		
	60	2.375%	0.670%	0.851%	0.380%	0.191%	0.122%	0.088%	0.045%	0.017%	0.007%	0.003%				
	90	3.771%	0.726%	1.249%	0.835%	0.419%	0.207%	0.128%	0.086%	0.065%	0.040%	0.013%	0.002%	0.001%		
	120	7.592%	0.729%	1.544%	1.807%	1.489%	0.982%	0.516%	0.254%	0.143%	0.083%	0.032%	0.010%	0.002%	0.000%	
	150	11.232%	0.703%	1.533%	2.055%	2.058%	1.702%	1.338%	0.853%	0.478%	0.271%	0.149%	0.059%	0.024%	0.006%	0.002%
	180	8.698%	0.611%	1.209%	1.504%	1.629%	1.475%	1.148%	0.668%	0.319%	0.098%	0.028%	0.007%	0.001%	0.000%	0.000%
	210	4.955%	0.581%	0.924%	1.001%	0.972%	0.817%	0.460%	0.162%	0.034%	0.004%	0.000%				
	240	5.260%	0.595%	0.937%	0.971%	0.956%	0.826%	0.519%	0.284%	0.117%	0.040%	0.011%	0.004%	0.000%		
	270	5.995%	0.689%	1.279%	1.230%	1.023%	0.796%	0.537%	0.281%	0.117%	0.034%	0.007%	0.001%	0.001%		
	300	14.574%	0.820%	2.397%	3.234%	3.352%	2.718%	1.287%	0.492%	0.172%	0.069%	0.024%	0.007%	0.002%	0.001%	
330	22.621%	0.920%	3.184%	4.913%	5.358%	4.145%	2.431%	1.066%	0.410%	0.128%	0.040%	0.020%	0.004%	0.001%	0.000%	

Tabella di frequenza delle velocità del vento a 100 m s.l.m

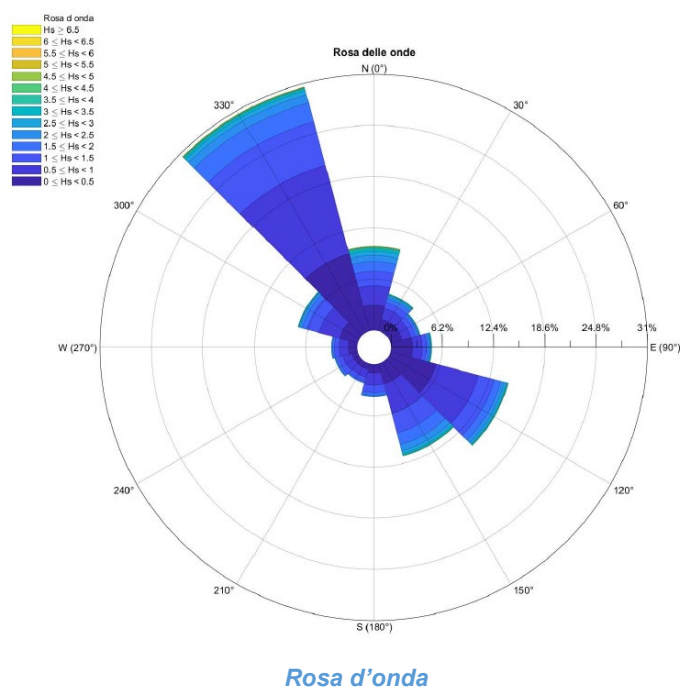
### 5.4.2 Moto ondoso

Il moto ondoso è stato analizzato considerando i dati di rianalisi hindcast del database ERA5, per le coordinate 41.5 N 17.0 E, per il periodo che va dal 01/01/1980 al 31/12/2021, con discretizzazione temporale pari a 1 ora. L'HS medio presenta valori più alti nei mesi invernali e più bassi nei mesi estivi, con un rapporto di circa 2:1 (i.e. ~1.28 m in dicembre, contro ~0.66 m in giugno). La deviazione standard dell'HS presenta un andamento stagionale simile all'HS medio, mentre l'HS massimo presenta un andamento meno regolare, anche se in generale tende a essere più basso nei mesi estivi e più alto in quelli invernali. Sia il  $T_p$  che il  $T_z$  hanno un andamento stagionale simile, e vicino all'andamento stagionale dell'HS medio, con l'energia dello spettro che si concentra in periodi più alti nei mesi invernali e più bassi nei mesi estivi, e con onde di periodo medio (TZ) più lungo nei mesi invernali e più corto nei mesi estivi.

		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
<b>H<sub>s</sub></b> <b>[m]</b>	Min	0.05	0.06	0.09	0.05	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07
	Media	0.94	1.24	1.25	1.13	0.91	0.73	0.66	0.69	0.66	0.73	0.88	1.12	1.28
	Max	6.90	6.43	6.32	6.90	4.78	5.29	6.23	3.89	3.85	5.34	5.96	5.82	6.00
	Std	0.72	0.88	0.85	0.82	0.64	0.55	0.48	0.49	0.48	0.51	0.65	0.79	0.87
		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
<b>T<sub>p</sub></b> <b>[s]</b>	Min	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16
	Media	4.85	5.41	5.50	5.26	4.89	4.46	4.23	4.26	4.19	4.42	4.83	5.28	5.52
	Max	11.83	11.83	11.47	11.17	10.81	10.09	10.32	9.13	8.85	9.69	10.25	11.71	11.44
	Std	1.51	1.60	1.58	1.61	1.47	1.36	1.15	1.11	1.10	1.22	1.47	1.62	1.62
		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
<b>T<sub>z</sub></b> <b>[s]</b>	Min	1.67	1.69	1.96	1.67	1.71	1.67	1.67	1.67	1.67	1.67	1.75	1.72	1.71
	Media	3.51	3.87	3.90	3.75	3.52	3.25	3.13	3.14	3.10	3.25	3.48	3.76	3.93
	Max	7.67	7.44	7.67	7.39	6.46	6.76	7.22	6.04	6.03	6.58	7.49	7.11	7.61
	Std	0.86	0.91	0.90	0.91	0.79	0.73	0.65	0.65	0.64	0.69	0.83	0.89	0.93

Statistiche mensili e annuali di H<sub>s</sub>, T<sub>p</sub> e T<sub>z</sub>

La distribuzione delle direzioni nella rosa d'onda è fortemente dominata dalla direzione NNW (330°), da cui provengono circa il 31% della totalità delle onde, seguita da un 14% di onde provenienti da 120° (~15%) e 150° (~12%). Seppur non identica, questa distribuzione è simile a quella della rosa dei venti, il che significa che le onde nel luogo d'interesse sono in larga parte dovute a venti locali (sea waves) e in minor misura dovute a onde generate da venti non locali e propagatesi fino al luogo di interesse (swell waves). In termini di direzionalità delle altezze significative più alte, si può vedere che se si considerano solo gli H<sub>s</sub> più alti di 2.5 m (circa il 4.3% di tutti i valori di H<sub>s</sub>), il 26% e il 23% di questo provengono, rispettivamente, da N (0°) e da NNW (330°) seguiti dalle direzioni 150° (~15%) e 120° (~11%).



H <sub>s</sub> -dir.	Altezza significativa H <sub>s</sub> [m]														
		0.25	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25	5.75	6.25	6.75
	<b>TOT</b>	<b>32.029%</b>	<b>33.284%</b>	<b>17.766%</b>	<b>8.480%</b>	<b>4.132%</b>	<b>2.111%</b>	<b>1.147%</b>	<b>0.561%</b>	<b>0.240%</b>	<b>0.141%</b>	<b>0.067%</b>	<b>0.029%</b>	<b>0.011%</b>	<b>0.001%</b>
Direzione [deg N]	0	10.188%	3.056%	2.348%	1.738%	1.174%	0.755%	0.488%	0.290%	0.180%	0.075%	0.053%	0.024%	0.007%	0.001%
	30	4.624%	1.450%	1.356%	0.758%	0.464%	0.256%	0.158%	0.090%	0.051%	0.027%	0.014%	0.001%		
	60	3.717%	1.434%	1.083%	0.609%	0.283%	0.150%	0.075%	0.042%	0.021%	0.011%	0.003%	0.002%	0.003%	
	90	4.895%	2.563%	1.210%	0.490%	0.259%	0.159%	0.099%	0.068%	0.031%	0.010%	0.004%	0.001%		
	120	14.732%	5.684%	5.310%	1.991%	0.826%	0.442%	0.249%	0.131%	0.054%	0.026%	0.012%	0.007%	0.000%	
	150	11.537%	2.494%	3.639%	2.521%	1.462%	0.767%	0.339%	0.190%	0.073%	0.028%	0.016%	0.005%	0.002%	0.002%
	180	3.890%	1.020%	1.494%	0.867%	0.378%	0.100%	0.023%	0.006%	0.001%					
	210	2.418%	0.682%	0.980%	0.536%	0.169%	0.043%	0.004%	0.002%	0.000%					
	240	2.858%	0.696%	1.132%	0.639%	0.255%	0.092%	0.030%	0.009%	0.002%	0.001%				
	270	3.118%	1.064%	1.088%	0.597%	0.249%	0.087%	0.026%	0.006%	0.001%	0.000%				
	300	7.464%	2.229%	2.569%	1.561%	0.580%	0.286%	0.127%	0.063%	0.029%	0.011%	0.008%	0.002%	0.001%	0.000%
	330	30.561%	9.657%	11.074%	5.459%	2.381%	0.995%	0.492%	0.251%	0.118%	0.051%	0.031%	0.026%	0.015%	0.009%

Tabella di frequenza, in percentuale (%), delle combinazioni H<sub>s</sub>-direzione

### 5.4.3 Correnti marine

Le analisi delle variabili di corrente presentate in questa sezione sono basate sui dati di rianalisi hindcast del database MEDSEA, per le coordinate 41.5625 N 16.9167 E, per il periodo che va dal 01/01/1990 al 31/12/2019, con discretizzazione temporale pari a 1 ora. I dati MEDSEA non includono le correnti marine derivanti dalle maree, che sono state aggiunte sulla base dei dati del database TPXO9.2, considerando le stesse coordinate e gli stessi istanti di tempo per calcolare la velocità totale della corrente.

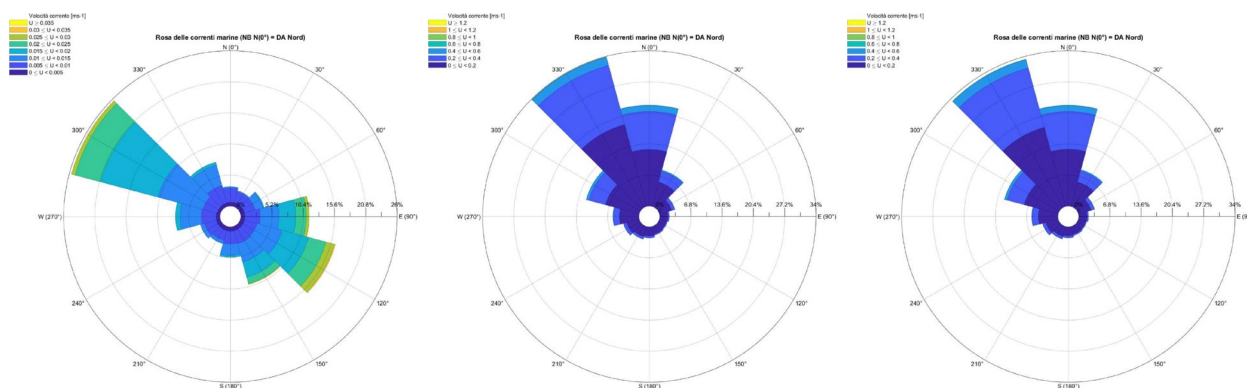
Le analisi dei dati di velocità e direzione della corrente marina vengono sono stati realizzati distinguendo le tre componenti come segue:

- componente deterministica, mareale (tidal),
- componente non deterministica, residua (resid),
- componente totale (tot).

La velocità di corrente totale è largamente dominata dalla componente stocastica (residua), da cui prende gli andamenti nel corso dell'anno. Dato che le velocità di corrente residua sono quasi un ordine di grandezza più alte di quelle mareali, la direzionalità della velocità di corrente totale è dominata dalla componente residua.

		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic	
U <sub>0m,1h,tide</sub> [m/s]	Min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Media	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	
	Max	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	Std	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01
U <sub>0m,1h,resid</sub> [m/s]	Min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Media	0.18	0.15	0.12	0.14	0.15	0.17	0.18	0.22	0.25	0.21	0.17	0.20	0.23	
	Max	1.06	0.74	0.80	0.97	0.73	0.85	1.01	0.88	0.81	0.84	1.06	0.84	0.75	
	Std	0.11	0.08	0.07	0.09	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.12	0.10	0.11	0.10	
U <sub>0m,1h,tot</sub> [m/s]	Min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Media	0.18	0.15	0.12	0.14	0.15	0.17	0.18	0.22	0.25	0.21	0.17	0.20	0.23	
	Max	1.06	0.75	0.80	0.96	0.72	0.84	1.01	0.89	0.82	0.83	1.06	0.85	0.76	
	Std	0.11	0.08	0.07	0.09	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.12	0.10	0.11	0.10	

Statistiche mensili e annuali della velocità della corrente (omnidirezionale), componenti mareale (in alto), residua (al centro) e totale (in basso)



Rosa delle correnti, componente mareale, residua e totale

## 5.5 VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA

Il documento denominato “Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile” del PPTR fornisce gli indirizzi e le prescrizioni da considerare in fase di progettazione e nel corso dell’iter autorizzativo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le Linee Guida regionali affrontano anche il tema dello sviluppo delle centrali eoliche offshore nel paragrafo “B1.2.3.3 Eolico off-shore” che merita di essere riportato interamente poiché costituisce un punto di riferimento essenziale per tutta l’attività di progettazione sia termini di localizzazione dell’impianto che di scelte tecnologiche:

*“Le centrali eoliche off-shore potranno 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.*

*Non sarà inoltre consentita la localizzazione di impianti off-shore:*

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

*In considerazione delle caratteristiche dei fondali pugliesi, con particolare riferimento alle biocenosi presenti, nonché all’andamento delle isobate, si privilegia l’uso di strutture galleggianti che consentano l’installazione degli aerogeneratori a profondità maggiori dei 60m e che richiedano un ancoraggio ad impatto limitato.*

*La fattibilità di impianto ed opere accessorie, oltre che da un punto di vista ambientale, dovrà essere verificata e dimostrata da un punto di vista tecnico. In particolare, la producibilità di ogni singola macchina d’impianto dovrà essere certificata da enti di ricerca e/o società accreditate nel settore e non dovrà essere inferiore alle 2000 ore equivalenti.*

*Dovranno effettuarsi indagini mirate ad accertare le interferenze dei cavidotti sottomarini con le specie biocenosi esistenti, e adottare tecniche di posa ed approdo mirate alla minimizzazione dell’impatto. La posa interrata dei cavidotti sottomarini è consentita esclusivamente su fondali a fango, privi di biocenosi rilevanti.”*

La presente proposta di parco eolico offshore risulta conforme alle citate previsioni del PPTR, in quanto:

- il sito rispetta i vincoli e le distanze prescritte,
- è previsto l’utilizzo di fondazioni galleggianti,
- le analisi preliminari svolte confermano anche il rispetto della soglia minima di producibilità
- gli studi bibliografici analizzati fanno presumere delle interferenze tra i cavidotti sottomarini e le specie biocenosi esistenti estremamente contenute.

Più in generale, come anticipato in premessa e riportato al par. 2.3.2.1.1, le Linee guida del P.P.T.R. invitano a ripensare la realizzazione dei parchi eolici in termini di “progetto di paesaggio”, ovvero in un quadro di

gestione, piuttosto che di protezione dello stesso, con l'obiettivo di predisporre una visione condivisa tra i vari attori interessati dal processo.

In altri termini, le Linee guida del P.P.T.R. invitano a ripensare la realizzazione dei parchi eolici in termini di "progetto di paesaggio", ovvero in un quadro di gestione, piuttosto che di protezione dello stesso, con l'obiettivo di predisporre una visione condivisa tra i vari attori interessati dal processo.

In tal senso, la Società proponente intende sviluppare un modello di business innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale e ha definito specifici interventi di compensazione e valorizzazione, come descritto in dettaglio nella relazione R.6.1 allegata al progetto definitivo, comprensivi di azioni volte:

- alla valorizzazione del patrimonio paesaggistico e naturalistico,
- al sostegno e alla formazione alle comunità locali per la green economy,
- al supporto al settore della ricerca e dell'istruzione superiore,
- alla promozione della creatività e delle arti.

Per l'attuazione delle suddette azioni, sono stati siglati specifici protocolli d'intesa con stakeholders di livello locale e nazionale, quali INARCH, Legambiente, Pigment e atenei universitari.

Si rimanda al cap. 6 della presente relazione e agli elaborati della sezione 6 allegati al progetto definitivo per i necessari approfondimenti.

Per quanto riguarda le eventuali interferenze dirette delle opere offshore con i beni paesaggistici e gli ulteriori contesti paesaggistici, dall'esame degli Atlanti del P.P.T.R. non è emersa nessuna sovrapposizione con i vincoli perimetrali

Si rimanda all'allegato S.7 *Analisi vincolistica* per l'inquadramento delle opere sulla cartografia del Piano Paesaggistico.

## **5.6 ASPETTI SOCIO ECONOMICI**

### **5.6.1 Il Traffico marittimo**

Le aree di progetto a mare sono state oggetto di uno studio realizzato dal RINA per verificare l'interferenza con le principali rotte di navigazione e valutare il rischio connesso all'attività di navigazione. Le risultanze di tale studio sono contenute nell'elaborato ES.4.1 "Valutazione dell'impatto sulle condizioni di navigazione" parte degli studi specialistici collegati al SIA.

Preliminarmente si è realizzata l'analisi del traffico marittimo nell'area, in assenza del parco eolico, sulla base dell'elaborazione dei dati di traffico navale rilevato dai tracciati AIS e condotta su un'area di circa 15000 km<sup>2</sup> intorno alla posizione del parco per diverse classi di stazza GRT. Dall'analisi dei dati AIS sono stati identificati un totale di 15 corridoi di traffico marittimo nell'area diversamente utilizzati dalle differenti classi di stazze..

Si è quindi considerata la presenza del parco eolico valutando l'impatto sulla navigazione secondo la seguente metodologia:

- 1- sono state esaminate le possibili interazioni tra i corridoi e il parco eolico e si è ipotizzata una modifica delle rotte dei corridoi che mostrano una potenziale interferenza in modo da mantenere sempre una distanza minima di 1 miglio nautico tra i corridoi e gli aerogeneratori;
- 2- per ciascun corridoio è stata calcolata la frequenza di interazione con l'aerogeneratore più vicino al corridoio di traffico, tenendo conto delle modifiche descritte al punto 1;
- 3- si è così potuto individuare i corridoi critici, cioè i corridoi di traffico in grado di interessare uno o più aerogeneratori con una frequenza di interazione superiore alla soglia di credibilità assunta pari a 1E-08 ev/anno
- 4- Si è quindi calcolata la frequenza di interazione con i singoli aerogeneratori considerando i contributi dei soli corridoi definiti critici.



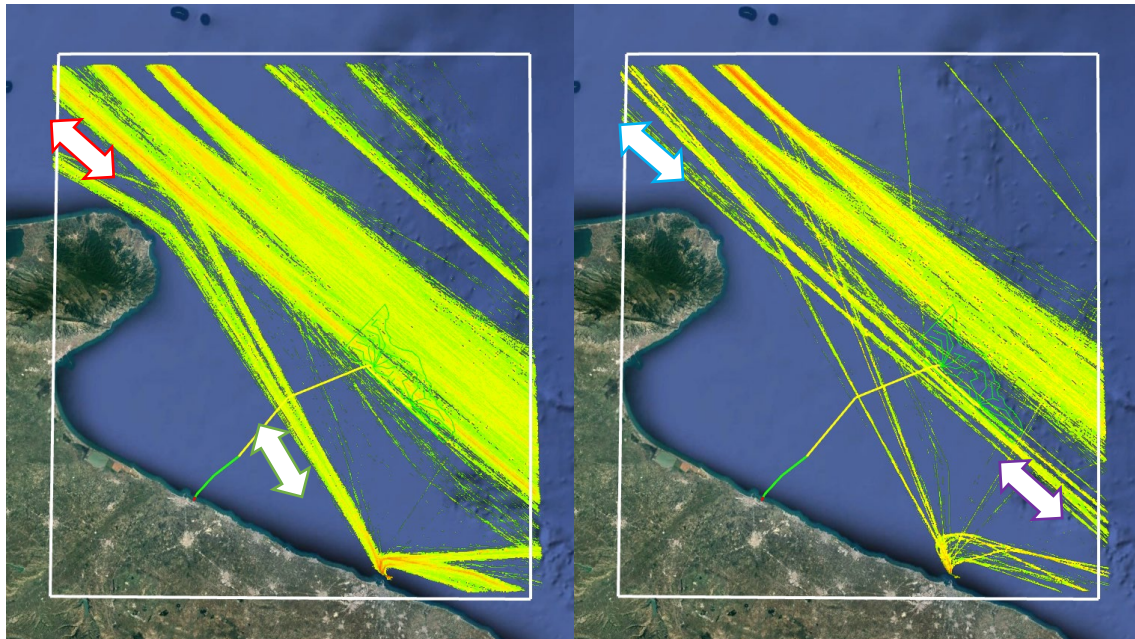


Figura 5.15: Corridoi di traffico 3 (azzurro), 4 (viola), 5 (arancione) e 6 (rosso)– Mappa di densità classe GRT 5 (sinistra) e classe GRT 6 (destra)

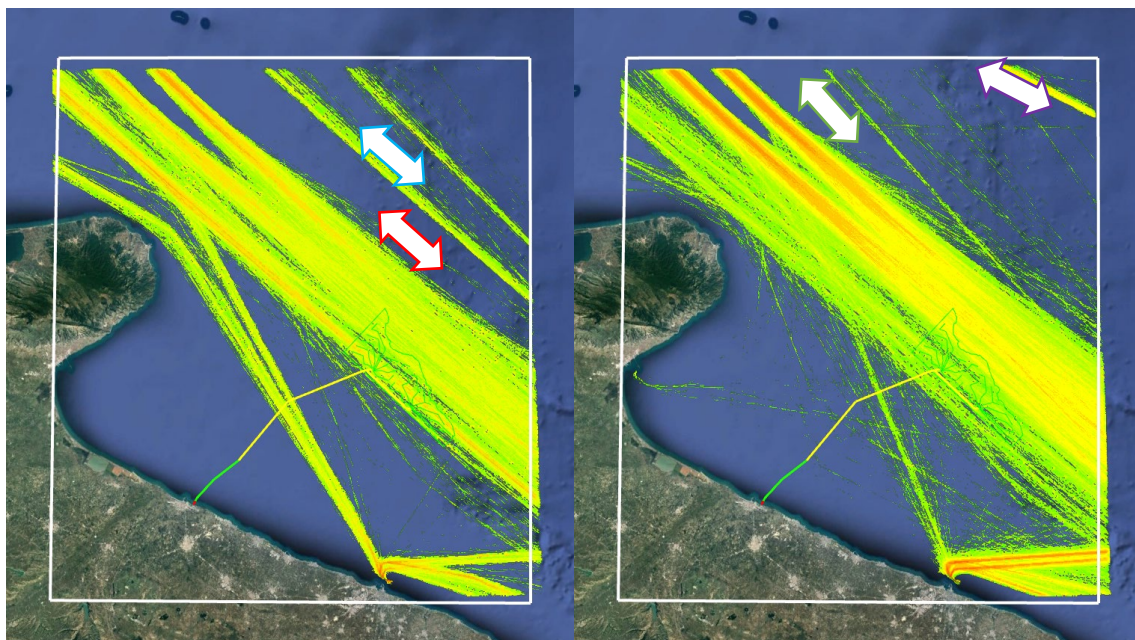
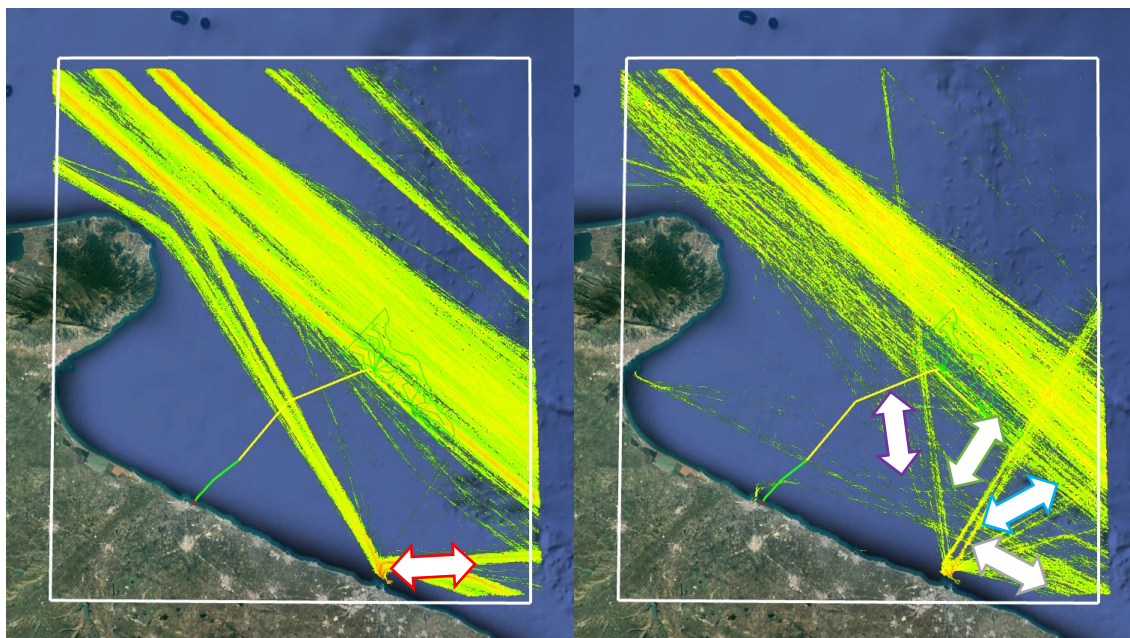


Figura 5.16: Corridoi di traffico 7 (rosso), 8 (azzurro), 9 (arancione) e 10 (viola)– Mappa di densità classe GRT 5 (sinistra) e classe GRT 4 (destra)



**Figura 5.17:** Corridoi di traffico 11 (rosso), 12 (viola), 13 (arancione), 14 (azzurro) e 15 (grigio) – Mappa di densità classe GRT 5 (sinistra) e classe GRT 3 (destra)

Dall'analisi dei risultati presentati è possibile osservare che:

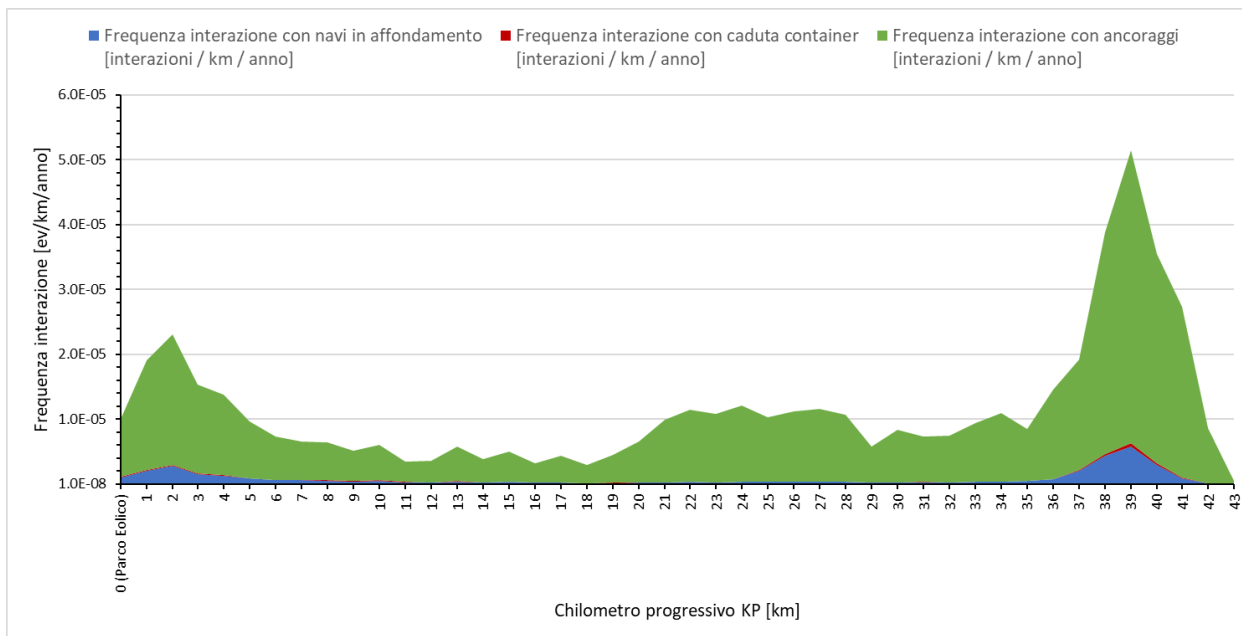
- 17 aerogeneratori (23% del totale) hanno una frequenza di interazione minore a 10<sup>-7</sup> interazioni/anno;
- 8 aerogeneratori (11% del totale) hanno una frequenza di interazione compresa tra 10<sup>-7</sup> e 10<sup>-6</sup> interazioni/anno
- 17 aerogeneratori (23% del totale) hanno una frequenza di interazione compresa tra 10<sup>-6</sup> e 10<sup>-5</sup> interazioni/anno;
- 32 aerogeneratori (43% del totale) e le due sottostazioni hanno una frequenza di interazione compresa tra 10<sup>-5</sup> e 10<sup>-4</sup> interazioni/anno

Per eliminare il rischio di interazione tra le strutture che costituiscono il parco eolico offshore e le imbarcazioni, tutta l'area su cui insiste il parco eolico sarà inibita alla navigazione.

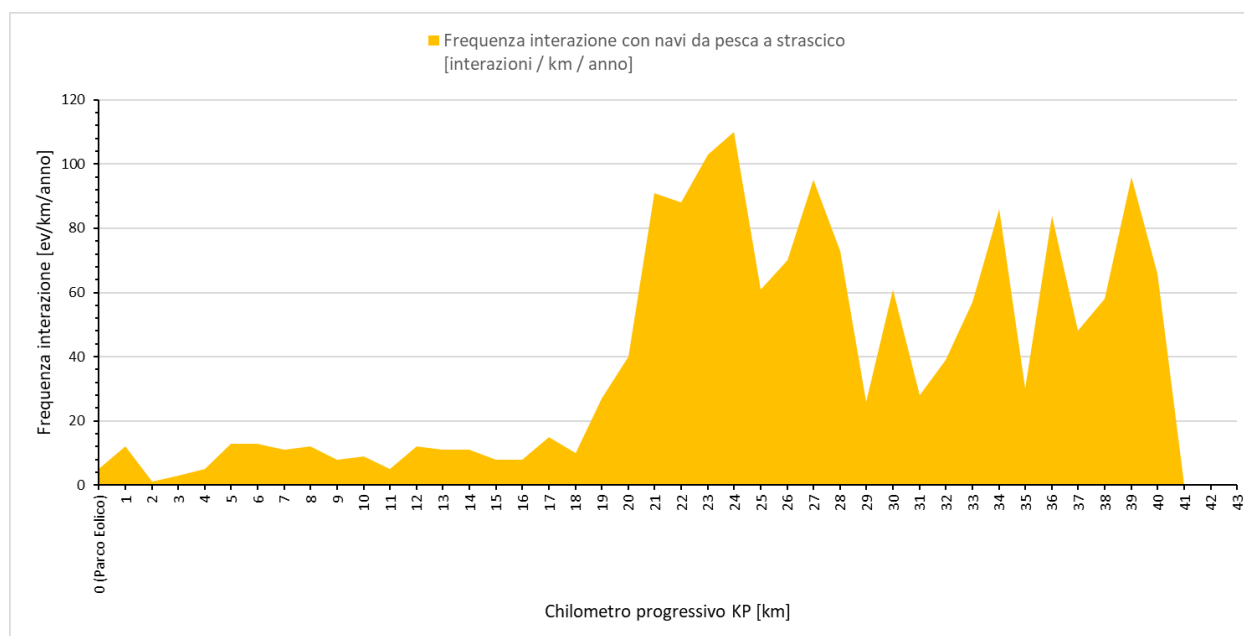
Per quanto concerne l'elettrodotto marino previsto per la connessione dell'impianto a terra è stata calcolata la frequenza di interazione con attività esterne legate al traffico marittimo nelle zone interessate.

Lo studio si è soffermato in particolare nel valutare l'interazione tra il tracciato del cavidotto con navi in affondamento, caduta di ancore o caduta di container e con navi da pesca, specificatamente per l'attività di pesca a strascico. Dai dati raccolti emerge che nonostante la frequenza delle interazioni dovute alla pesca a strascico venga calcolata considerando assunzioni conservative (tutte le navi da pesca stanno trainando la rete a strascico), il valore ottenuto è molto elevato.

Per annullare quindi il rischio di tali interazioni si prevede l'assunzione di misure di mitigazione quali l'interramento del cavidotto o la posa di barriere fisiche che lo proteggano.



**Figura 5.18:** *Frequenza interazione con cavidotti per ciascun contributo legato al traffico marittimo, caratterizzato per KP di cavidotto*



**Figura 5.19:** *Frequenza interazione con cavidotti per imbarcazioni adibite alla pesca a strascico, caratterizzato per KP di cavidotto*

### 5.6.2 Titoli di ricerca idrocarburi

Nel basso adriatico sono ubicati alcuni titoli minerari in essere quali permessi di ricerca idrocarburi e concessioni di coltivazione oltre ad alcune istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari. L'area individuata per la realizzazione del progetto è distante dalle aree di interesse ai fini della ricerca sottomarina di idrocarburi.

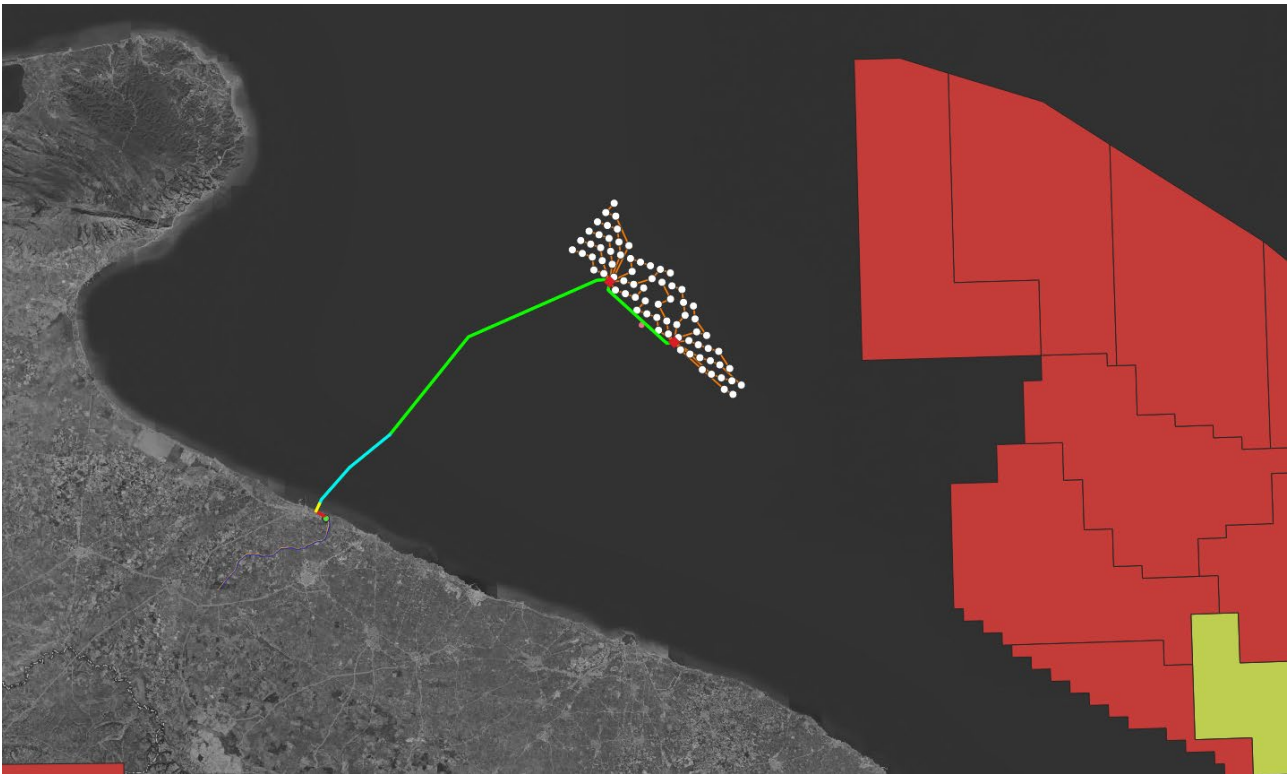


Figura 5.20: *Inquadramento dell'impianto eolico offshore su cartografia MASE - [unmig.mite.gov.it/webgis-unmig/](http://unmig.mite.gov.it/webgis-unmig/) - Titoli minerari*

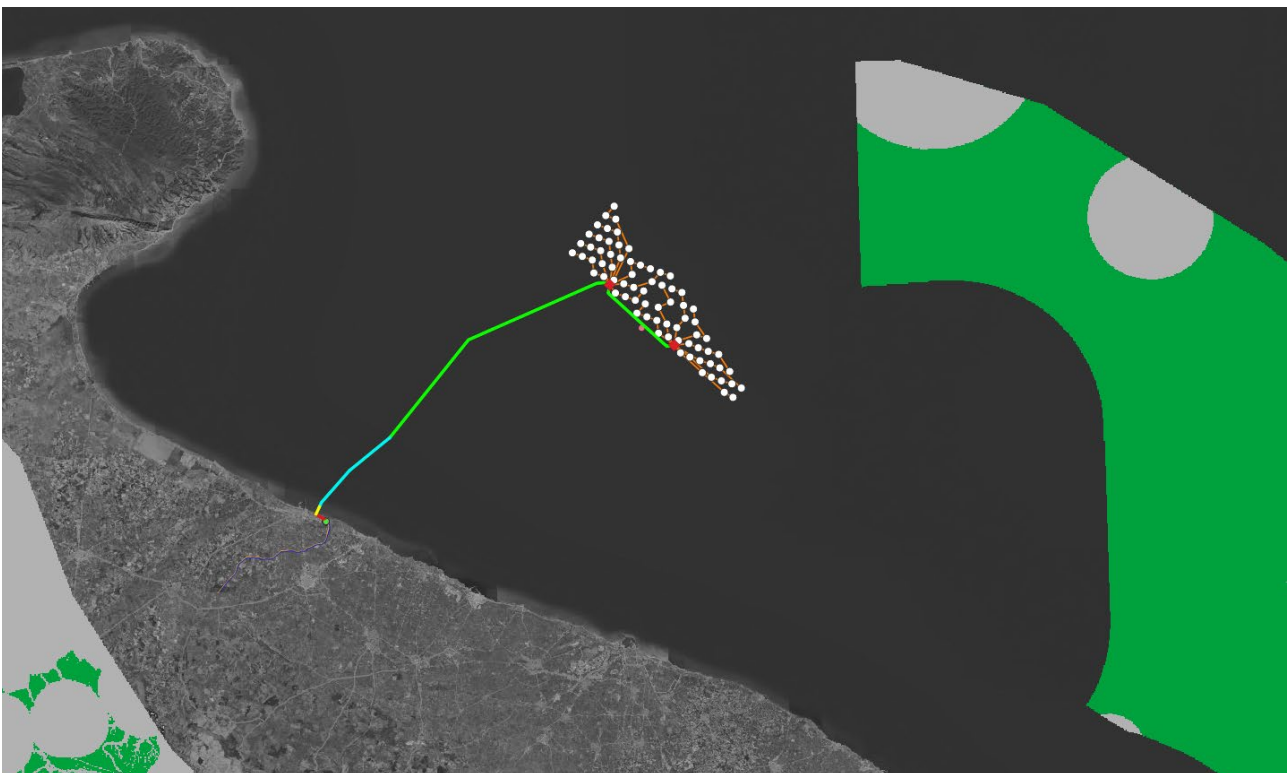
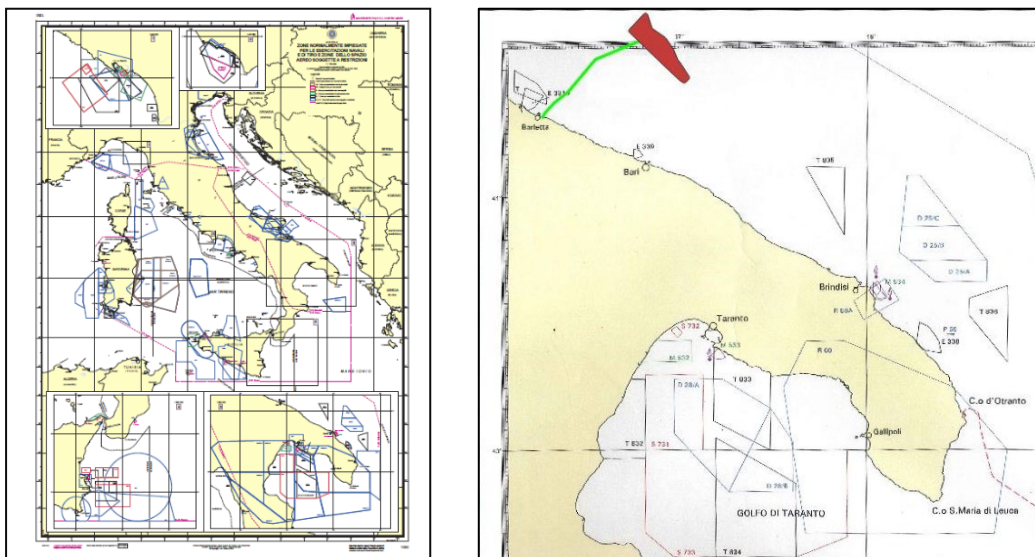


Figura 5.21: *Inquadramento dell'impianto eolico offshore su cartografia MASE - [unmig.mite.gov.it/webgis-unmig/](http://unmig.mite.gov.it/webgis-unmig/) - Aree idonee e non idonee per attività di prospezione e di ricerca e per le attività di coltivazione idrocarburi*

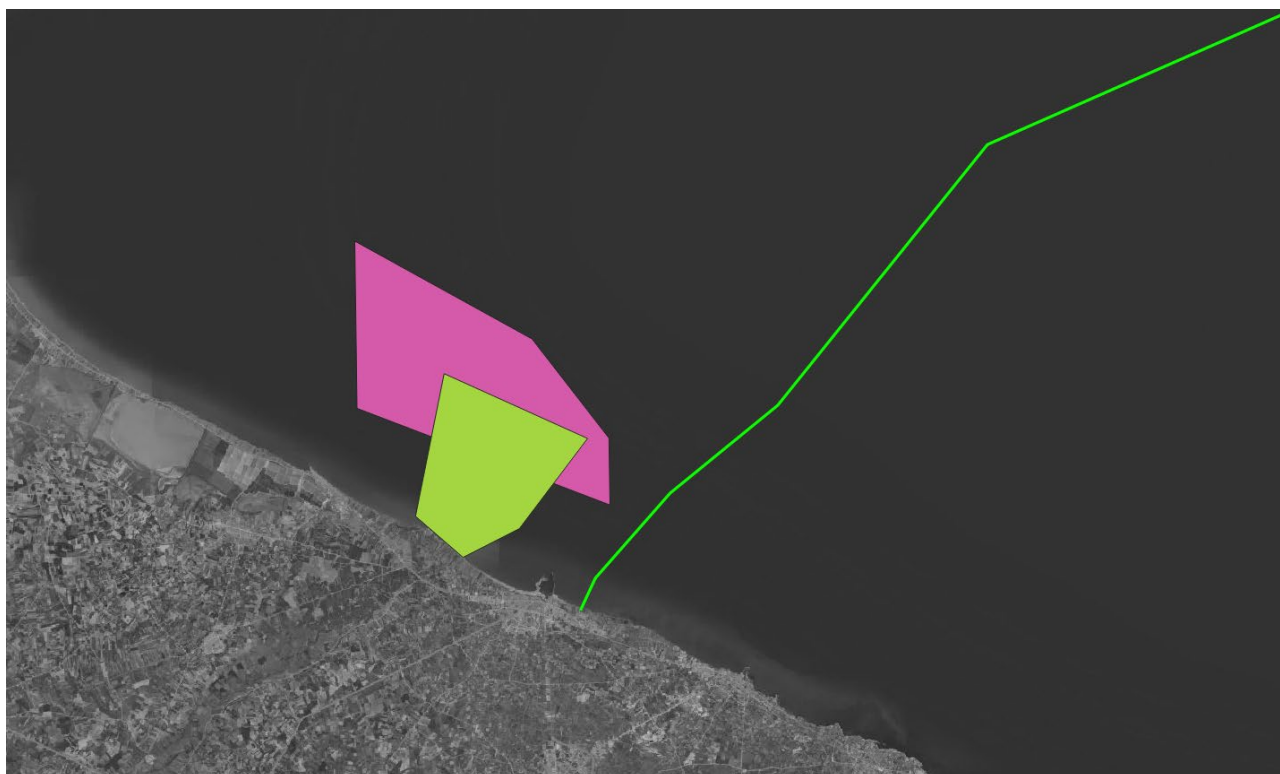
### 5.6.3 Vincoli militari

L'area interessata dal progetto è situata al di fuori delle cosiddette "Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro e delle zone dello spazio aereo soggette a restrizioni".



**Figura 5.22: cartografia vincoli militari con indicazione dell'area di progetto**

Ad ovest dell'abitato di Barletta sono presenti due zone impiegate per esercitazioni militari. Nello specifico si tratta di una zona tipo E 3 "zone impiegate per esercitazione di tiro (Terra - Mare)" denominata E 3310 Barletta - Foce Ofanto permanentemente interdetta alla navigazione ed alla pesca, a causa della presenza sul fondo di proiettili inesplosi ed una zona tipo T 8: zone impiegate per esercitazioni di tiro (Mare - Terra). Le aree sono state evitate nella definizione del tracciato dell'elettrodotto marino.



**Figura 5.23: sovrapposizione cartografica dei vincoli militari**

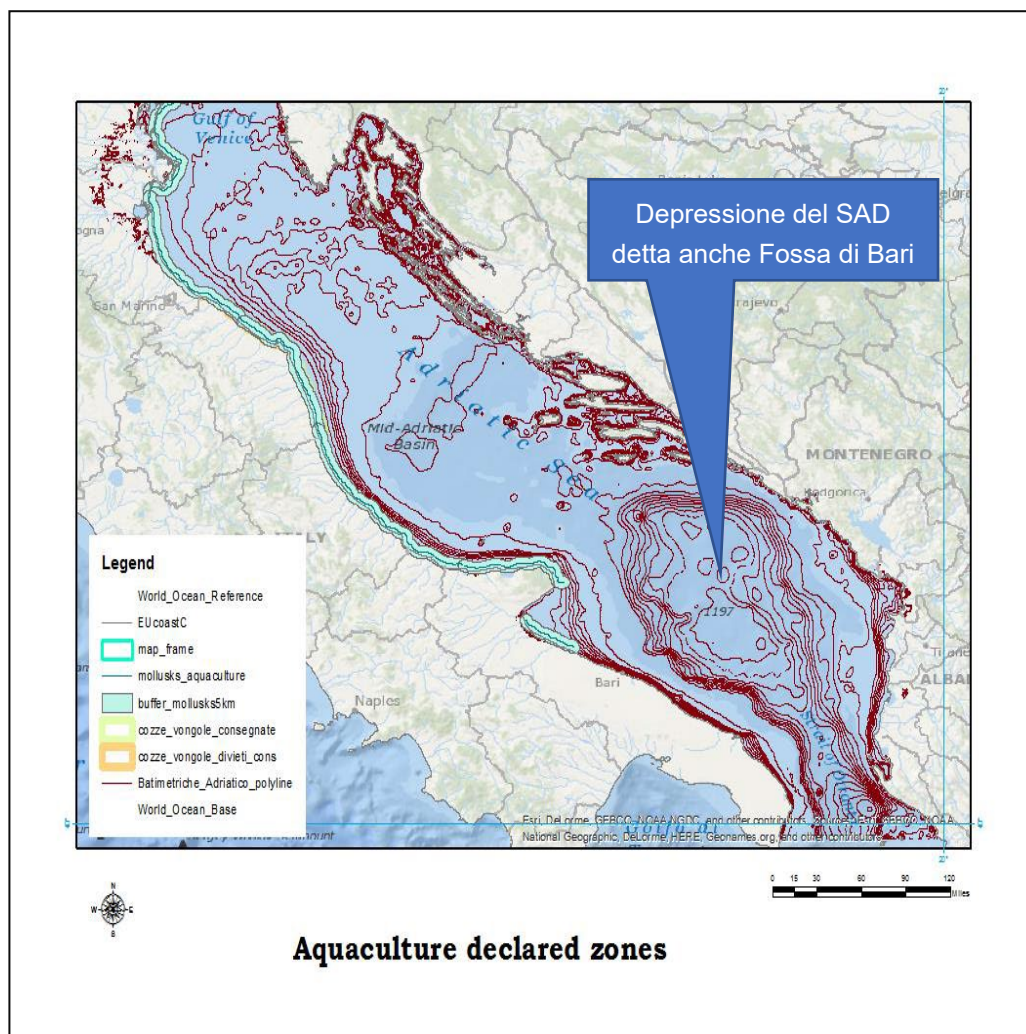
### 5.6.4 Interferenze con altre opere lineari presenti nell'area

Nell'area scelta per la realizzazione del parco eolico e dell'elettrodotto di connessione non sono presenti altre infrastrutture energetiche quali elettrodotti o gasdotti

### 5.6.5 La pesca

Si riportano alcuni estratti della pubblicazione del libro "Lo stato della pesca e dell'acquacoltura nei mari italiani" a cura di S. Cautadella e M. Spagnolo realizzata nell'ambito del progetto "Programma per una pubblicazione sullo stato della Pesca in Italia – cod. 6G24" contenente una descrizione dettagliata del sistema pesca pugliese, inoltre alcuni dati di analisi derivano dallo studio del progetto POWERED Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development, finalizzato alla valutazione degli impatti dell'installazione di impianti offshore sul sistema Pesca della costa pugliese.

L'area di progetto fa parte dell'area geografica 18 (GSA 18 - Basso Adriatico) che si estende tra le coste italiane della Regione Puglia e quelle di Montenegro e Albania ed è caratterizzata per la presenza dell'ampia depressione centrale denominata "Depressione del SAD" e detta anche "fossa di Bari". In questa zona il fondo marino raggiunge la profondità di 1.233 m.



#### *aree destinate all'acquacoltura - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report*

Il litorale del Basso Adriatico contribuisce in modo sostanziale alla produzione ittica nazionale con un apporto paragonabile a quello dello Stretto di Sicilia e pari, nel 2010, a circa 13% (dati Irepa, 2010). La flotta italiana

del Basso Adriatico è costituita da circa 1.100 battelli: il 44% delle barche adopera attrezzi della pesca artigianale, il 43% lo strascico e il 7% le draghe per la pesca dei molluschi bivalvi (dati Irepa, 2009).

I principali porti pescherecci del Basso Adriatico sono Manfredonia, Bisceglie, Molfetta, Mola di Bari e Monopoli.

*Le alici (Engraulis encrasicolus)*, al primo posto per contributo alla formazione del rendimento commerciale del Basso Adriatico, raggiungono circa il 29% del pescato nel 2010 (dati Irepa, 2010). Il Golfo di Manfredonia rappresenta l'area lungo la costa italiana con la più alta concentrazione di forme giovanili di piccoli pelagici. Le alici e le sardine allo stadio adulto vengono pescate durante tutto l'anno in aree del circolitorale parallelo alla costa, prevalentemente con reti a circuizione, "ciancioli" o "lampare" e con reti da traino pelagiche di tipo "volante". La pesca del bianchetto (giovanili di sardina, *Sardina pilchardus*), molto sviluppata a Manfredonia, è oggi oggetto di profonda revisione e di piani specifici di gestione a seguito dell'entrata in vigore del reg. (CE) 1967/2006, noto anche come "Regolamento Mediterraneo".

Le abitudini di pesca cambiano fra le marinerie e sono in buona misura dipendenti dalla capacità della flotta. Le principali risorse demersali della pesca in Basso Adriatico sono rappresentate dalle seguenti specie:

- il nasello (*Merluccius merluccius*),
- la seppia (*Sepia officinalis*),
- lo scampo (*Nephrops norvegicus*),
- Il totano (*Illex sp.*),
- Il gambero rosa (*Parapenaeus longirostris*),
- I moscardini (*Eledone spp.*)
- La triglia di fango (*Mullus barbatus*).

Il solo nasello ha rappresentato, nel 2010, circa il 13,6% delle catture del versante occidentale del bacino (dati Irepa), mentre le altre specie appena citate raggiungono tutte insieme circa il 21%. Si tratta quindi complessivamente di un pool che si attesta attorno al 34% della produzione del versante occidentale dell'Adriatico meridionale

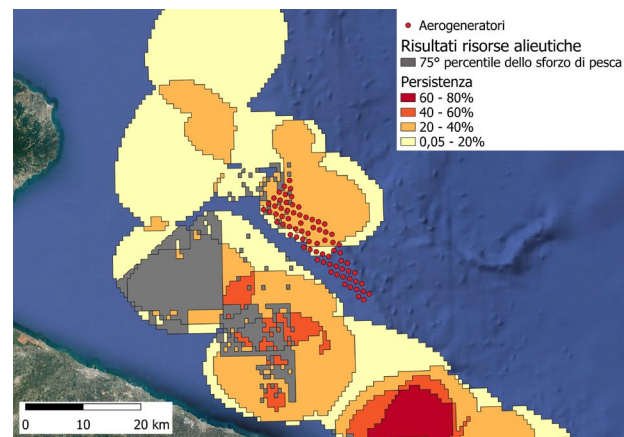
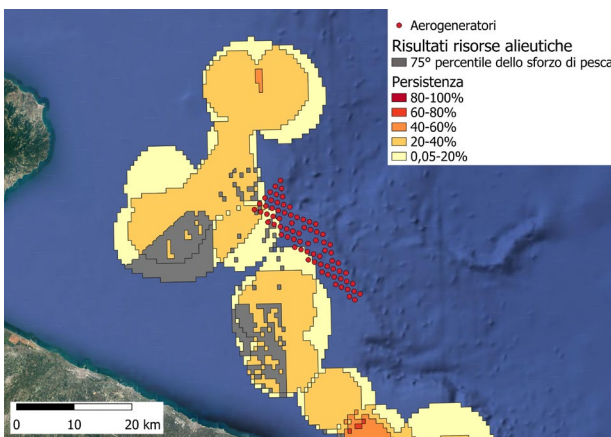
Negli anni dal 1994 al 2010, la biomassa della maggior parte dei gruppi faunistici, stimata sul versante occidentale del Basso Adriatico, varia, ma senza alcuna tendenza, ad eccezione del gruppo dei Cefalopodi che ha un aumento significativo. Si evidenzia anche, in particolare nell'ultimo anno, un incremento delle biomasse di Selaci e Crostacei.

Il periodo di riproduzione delle diverse specie, stimato combinando sia i dati ottenuti dalle campagne sperimentali sia i dati dello sbarcato commerciale, evidenzia un pattern di deposizione continuo per il nasello, che si riproduce tutto l'anno (tabella 2.16) con un picco nei mesi tardoautunnali e invernali (dicembre-marzo), per il gambero rosa e per il totano comune, mentre la stagione riproduttiva della triglia di fango è concentrata in pochi mesi, nel periodo tardo-primaverile estivo. Una condizione intermedia si osserva per moscardino e scampo.

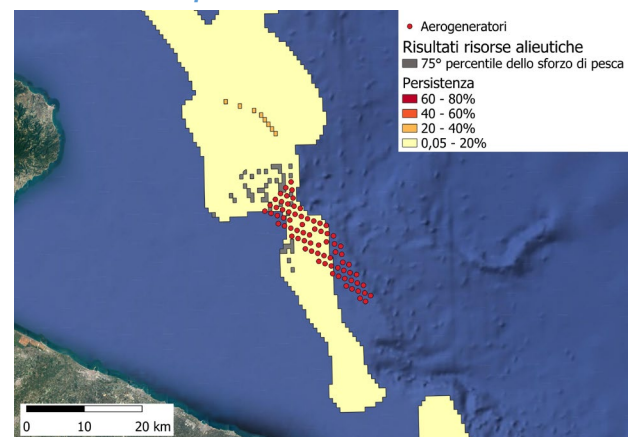
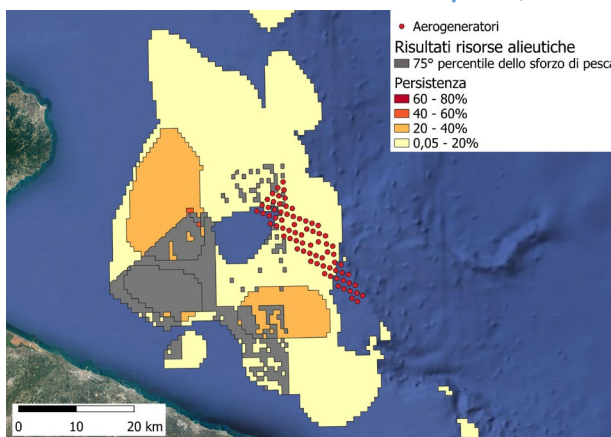
Una valutazione condotta in collaborazione fra ricercatori italiani, di Montenegro e Albania sulla condizione di sfruttamento del nasello costituisce un caso emblematico e rappresentativo per la GSA 18. Come precedentemente evidenziato il nasello è un sequential spawner che si riproduce tutto l'anno, con un picco nei mesi tardo autunnali e invernali (dicembre-marzo). Ha elevata fecondità e la taglia di prima maturità sessuale delle femmine in Basso Adriatico è di circa 33 cm di lunghezza totale.

Il reclutamento presenta due picchi stagionali, uno alla fine della primavera (giugno-luglio) e un altro in autunno. Le zone di pesca sono localizzate sulla piattaforma continentale e sulla parte superiore della scarpata. Le catture dello strascico provengono da profondità comprese fra 50 e 500 m; il nasello è pescato con altre importanti specie commerciali: *Illex coindetii*, *Mullus barbatus*, *Parapenaeus longirostris*, *Eledone spp.*, *Todaropsis eblanae*, *Lophius spp.*, *Pagellus spp.*, *Phycis blennoides*, *Nephrops norvegicus*.

Le indagini condotte da COISPA Tecnologia & Ricerca, basate su dati di letteratura disponibili con delle verifiche effettuate presso le marinerie maggiormente coinvolte attraverso survey tra i pescatori e strumenti più facilmente accessibile come il sistema automatico di tracciamento AIS (Sistema di Identificazione Automatica), confermano che l'area scelta per il parco eolico Barium Bay ricade in zone di reclutamento e riproduzione di specie commerciali identificate come prioritarie per il GFCM (General Fisheries Commission for the Mediterranean): *Illex coindetii*, *Merluccius merluccius*, *Eledone cirrhosa*, *Aristaeomorpha foliacea*, *Galeus melastomus*, *Parapenaeus longirostris* e *Nephrops norvegicus*. In particolare, *N. norvegicus* presenta un hotspot di nursery nella parte S-E del parco, mentre *A. foliacea* ha aeree di nursery e di riproduzione molto ampie confinanti a N-E col campo, *G. melastomus* presenta nella stessa zona un'ampia area di riproduzione e *P. longirostris* ha piccoli hot spot di riproduttori e reclutatori sempre in quell'area. Di maggior interesse sono i risultati per le altre tre specie, in cui oltre agli hot spot di riproduzione e nursery, è presente un minimo di sforzo di pesca che ricade all'interno dell'area del parco off shore: *E. cirrhosa*, *I. coindetii* e *M. merluccius* presentano hot spot di reclutatori e riproduttori che occupano metà o 2/3 dell'area destinata al parco off shore, ciò riguarda le stazioni nella porzione N-O con percentuali di persistenza dal 0.05% al 20%, per *I. coindetii* e *M. merluccius* (sia riproduttori che reclute) e dal 0.05% al 40% per le reclute *E. cirrhosa*. Inoltre alcune stazioni del parco nella porzione N-O ricadono, per queste tre specie, in aree di hot spot dell'attività di pesca, indicato con il 75° percentile della distribuzione dello sforzo di pesca.

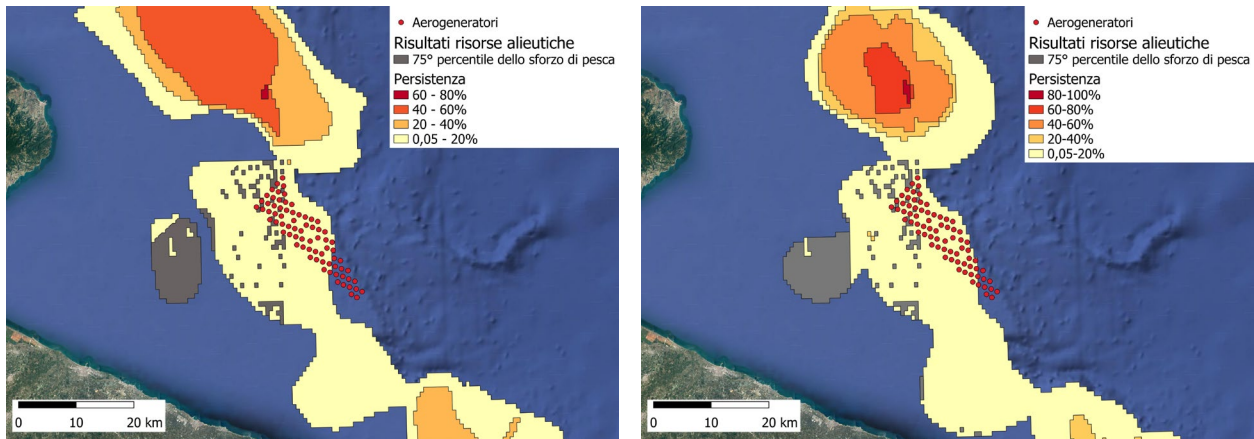


Persistenza di riproduttori (sinistra) e reclute (destra) di *Eledone cirrhosa*, con la relativa area di hot spot dell'attività di pesca, ricadenti nell'area dell'impianto eolico



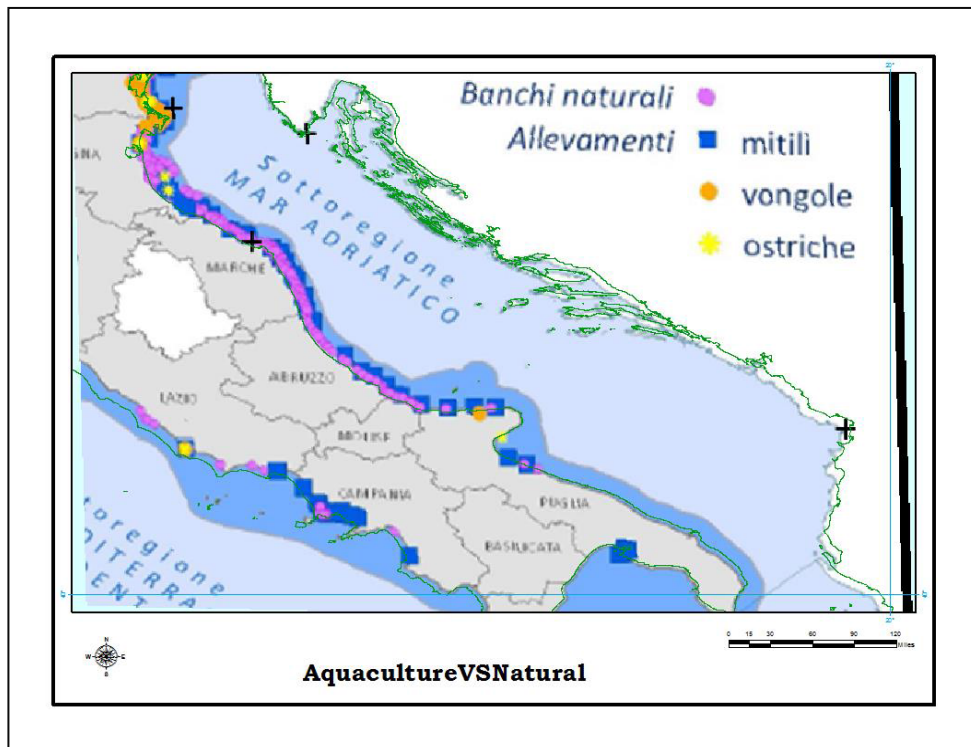
Persistenza di riproduttori (sinistra) e reclute (destra) di *Illex coindetii*, con la relativa area di hot spot dell'attività di pesca, ricadenti nell'area dell'impianto eolico



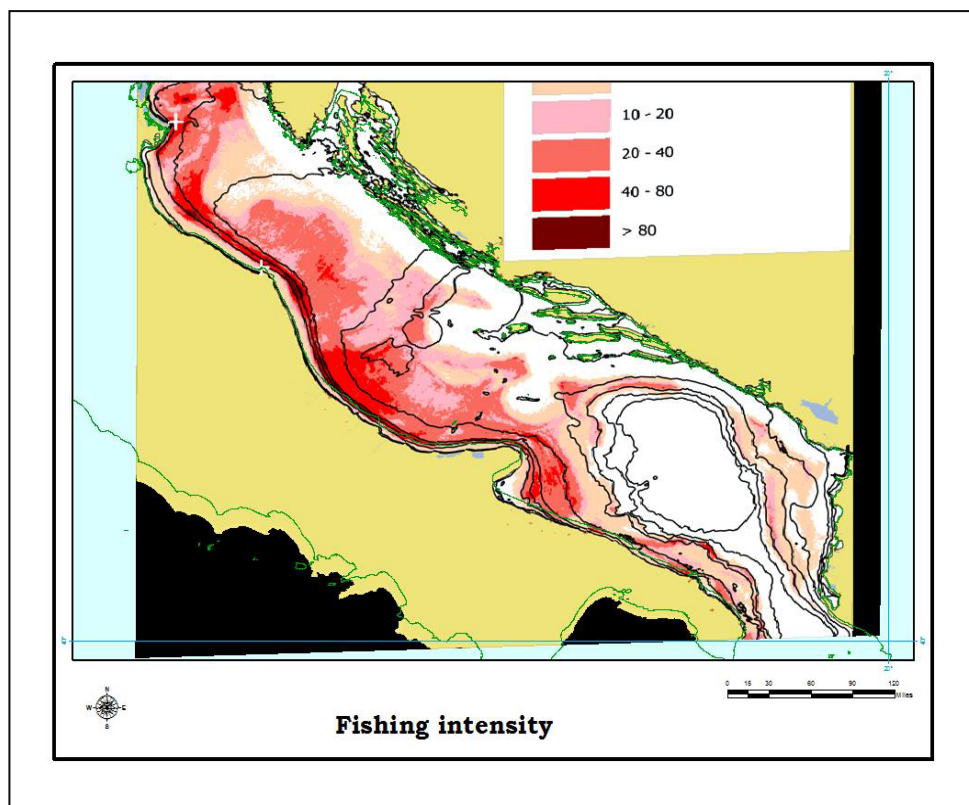


*Persistenza di riproduttori (sinistra) e reclute (destra) di Merluccius merluccius, con la relativa area di hot spot dell'attività di pesca, ricadenti nell'area dell'impianto eolico*

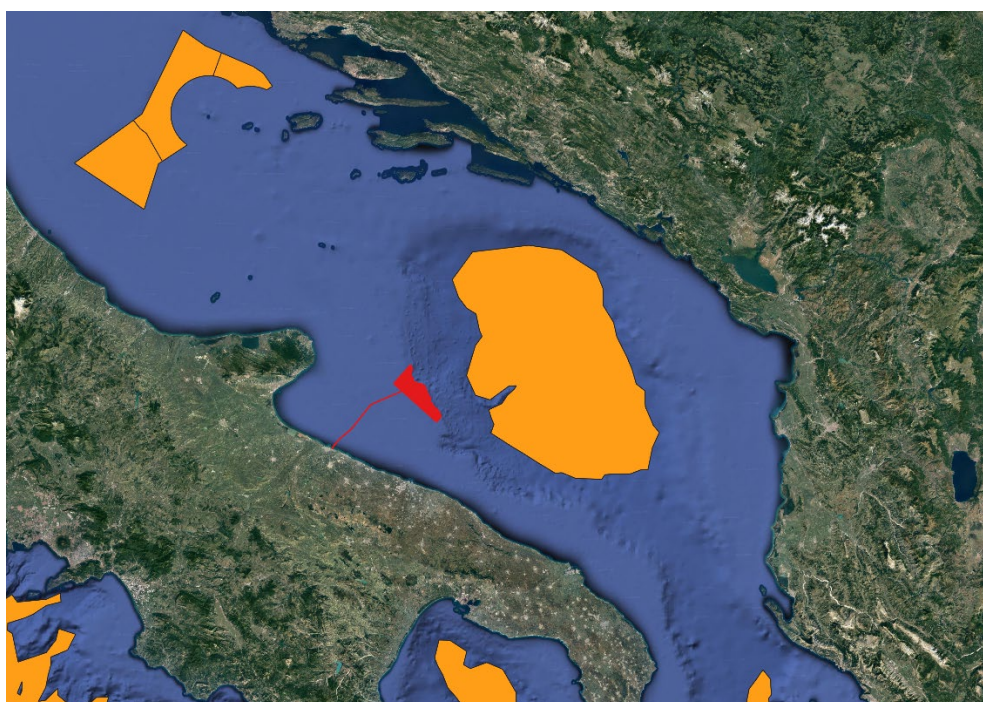
Di seguito vengono riportate alcune mappe tematiche estratte dal citato report finale del WP5 del progetto POWERED IPA riguardanti l'acquacultura e lo sforzo di pesca nel mare Adriatico. Osservandole si evince che le aree di progetto non si sovrappongono alle aree particolarmente vocate ad acquacultura, gli allevamenti di mitili e ostriche si trovano sotto costa tra Manfredonia e Bari; l'attività di pesca nell'area del progetto appare praticata a bassa intensità, come si evince sia dalle informazioni fornite tramite sistema AIS, che dalle indagini in campo con il Side Scan Sonar (SSS). Pertanto si ritiene che il tratto di mare scelto non sia tra quelli più vocati all'attività di pesca. Inoltre dall'esame dell'area vasta interessata dal progetto non si evidenzia nelle vicinanze la presenza di aree sottoposte al divieto di pesca (Fisheries Restricted Areas – FRAs).



*Acquacoltura e banchi naturali di molluschi edibili - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report*



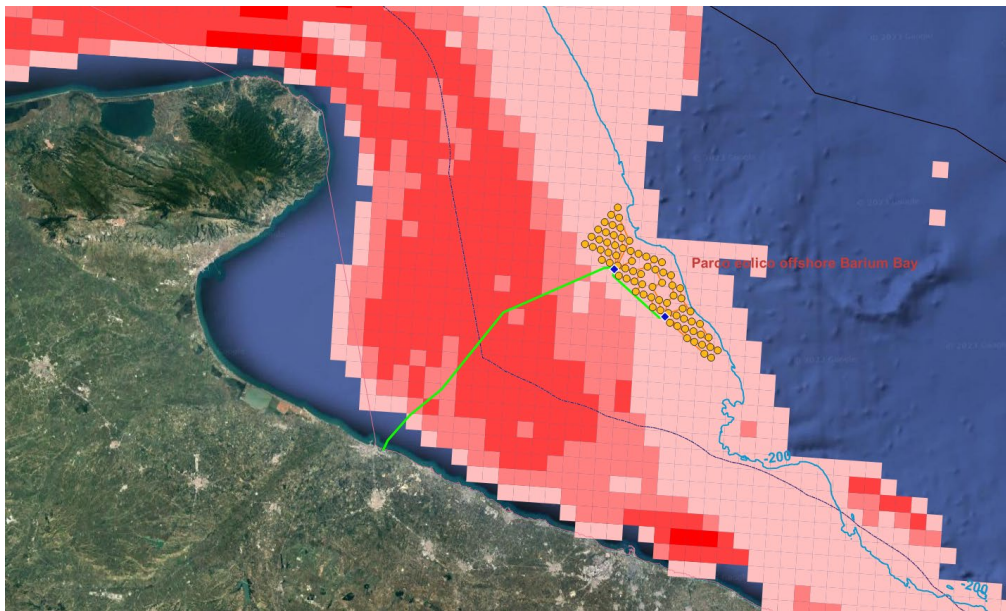
*Mapa dell'intensità di pesca nel Mare Adriatico - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report*



*Cartografia delle aree ristrette alla pesca con indicazione dell'impianto eolico*

Nella figura che segue si riporta la distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo in Italia (fonte MIPAAF - SID) con evidenziato il limite delle acque territoriali e la isobata del 200 m. La cartografia non permette di apprezzare la distinzione tra le tipologie di pesca, d'altra parte è evidente che le aree di maggiore pressione dovuta alla pesca sono concentrate nella fascia più prossima alla costa, mentre invece, allontanandosi da riva, lo sforzo di pesca diminuisce fino a scomparire in prossimità dell'isobata dei 200m e quindi del ciglio della

scarpata continentale. Anche guardando questa carta **il parco eolico risulta correttamente localizzato in modo da minimizzare ogni interferenza con la pesca.**



*Figura 5.24: distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo*

## 6 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA

alla rete di trasmissione nazionale gestita da TERNA spa. La soluzione tecnica di connessione indicata da TERNA con preventivo di connessione **Codice Pratica: 202102517** prevede che l'impianto venga collegato in doppia antenna a 380 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Andria – Brindisi Sud" previa realizzazione:

- dei raccordi a 380 kV della futura Stazione Elettrica all'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia – Palo del Colle";
- dei seguenti interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna:
  - o elettrodotto 380 kV Foggia – Larino – Gissi (cod. 402-P);
  - o elettrodotto 380 kV Brindisi Sud – Andria (cod.512-S);
  - o elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino (cod. 546-P);
  - o elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (cod. 506-P);
  - o elettrodotto 380 kV area Nord Benevento (553-N).

Le opere previste da Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente gestito dalla citata Società di Gestione della RTN e sono motivate da esigenze di rete che prescindono dalla realizzazione dell'impianto eolico di che trattasi. La maggior parte dei citati interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna sono peraltro già autorizzati e hanno tempi di realizzazione previsti compatibili con quelli di costruzione dell'impianto in progetto.

Occorre invece integrare nel progetto dell'impianto eolico le opere di rete per la connessione e le opere di utenza per la connessione sempre indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i..

Le opere di rete riguardano una pluralità di iniziative e sono opere comuni a più impianti di generazione di energia: si tratta infatti di interventi che, pur rientrando nell'iter autorizzativo dell'impianto eolico, fanno parte della futura Rete di Trasmissione Nazionale e pertanto saranno realizzate e gestite da TERNA. TERNA ha pertanto convocato un tavolo tecnico di coordinamento con le società che hanno progetti interessati da tali opere di rete e ha nominato la società Barium Bay quale capofila per la progettazione.

La società Barium Bay ha avviato l'iter di progettazione e ha presentato a TERNA lo Studio di Fattibilità per l'individuazione delle aree ove allocare la nuova Stazione Elettrica RTN ed i relativi raccordi contemplando diverse alternative localizzative e tecnologiche.

La soluzione tecnica adottata prevede la realizzazione della nuova Stazione Elettrica RTN ubicata in prossimità del punto di approdo dei cavi marini in un'area industriale a sud est dell'abitato del Comune di Barletta. Si prevede inoltre la realizzazione di due elettrodotti adiacenti in doppia terna lungo un tracciato che attraversa i territori di Andria e Barletta per collegarsi alle linee della RTN a 380 kV "Andria – Brindisi Sud" e "Foggia – Palo del Colle".

Nelle vicinanze del punto di sbarco verrà realizzata **una vasca giunti** interrata per la transizione da cavo marino a cavo terrestre e, da lì in poi, **l'elettrodotto proseguirà per circa 2 km in posa interrata** su strada pubblica o su aree private fino al punto di consegna presso la nuova Stazione Elettrica RTN di TERNA. Nel tratto interrato è prevista la realizzazione di **2 vasche giunti intermedie** con passo di circa 800 m. Le vasche giunti intermedie verranno realizzate nell'ambito degli scavi per il cavidotto come specificato negli elaborati di progetto.

Si prevede la realizzazione di una **nuova Stazione Elettrica con isolamento in GIS** all'interno di un fabbricato ubicato in zona industriale a est di Barletta. La nuova Stazione Elettrica farà parte della Rete di Trasmissione Nazionale e sarà collegata alle linee 380 kV Andria – Brindisi Sud" previa e "Foggia – Palo del Colle". A tale scopo si prevede di realizzare **due elettrodotti aerei** che correranno paralleli tra loro e attraverseranno i territori dei comuni di Andria e Barletta all'interno di un corridoio di circa **22 km**.

L'area di intervento corrisponde pertanto alle porzioni dei territori di Andria e Barletta comprese tra le due linee RTN 380 kV esistenti e il tratto di costa a sud est di Barletta interessato dal punto di approdo.



**Figura 6.1 - Localizzazione opere onshore**

Le opere relative gli interventi di progetto ricadono principalmente nell'ambito paesaggistico n. 5 "Puglia centrale", e più precisamente nella figura territoriale e paesaggistica "La piana olivicola del nord barese" interessando marginalmente anche la figura territoriale "La bassa valle dell'Ofanto" ricadente nell'ambito n. 8 "Ofanto".

**L'ambito della Puglia Centrale** è caratterizzato dalla prevalenza di una matrice olivetata che si spinge fino ai piedi dell'altopiano murgiano. La delimitazione dell'ambito si è attestata principalmente lungo gli elementi morfologici costituiti dalla linea di costa e dal gradino murgiano nord-orientale, individuabile nella fascia altimetrica, compresa tra i 350 e i 375 metri slm, in cui si ha un infittimento delle curve di livello e un aumento delle pendenze.

**L'Ambito della Valle dell'Ofanto** è costituito da una porzione ristretta di territorio che si estende parallelamente ai lati del fiume stesso in direzione SO-NE, lungo il confine che separa le province pugliesi di Bari, Foggia e Barletta-Andria-Trani, e le province esterne alla Regione di Potenza e Avellino. Questo corridoio naturale è costituito essenzialmente da una coltre di depositi alluvionali, prevalentemente ciottolosi, articolati in una serie di terrazzi che si ergono lateralmente a partire dal fondovalle e che tende a slargarsi sia verso l'interno, ove all'alveo si raccordano gli affluenti provenienti dalla zona di avanfossa, sia verso la foce dove si sviluppano i sistemi delle zone umide costiere di Margherita di Savoia e Trinitapoli, e dove in più luoghi è possibile osservare gli effetti delle numerose bonifiche effettuate nell'area. Il limite con la settentrionale pianura del Tavoliere è spesso poco definito, mentre quello con il meridionale rilievo murgiano è per lo più netto e rapido.

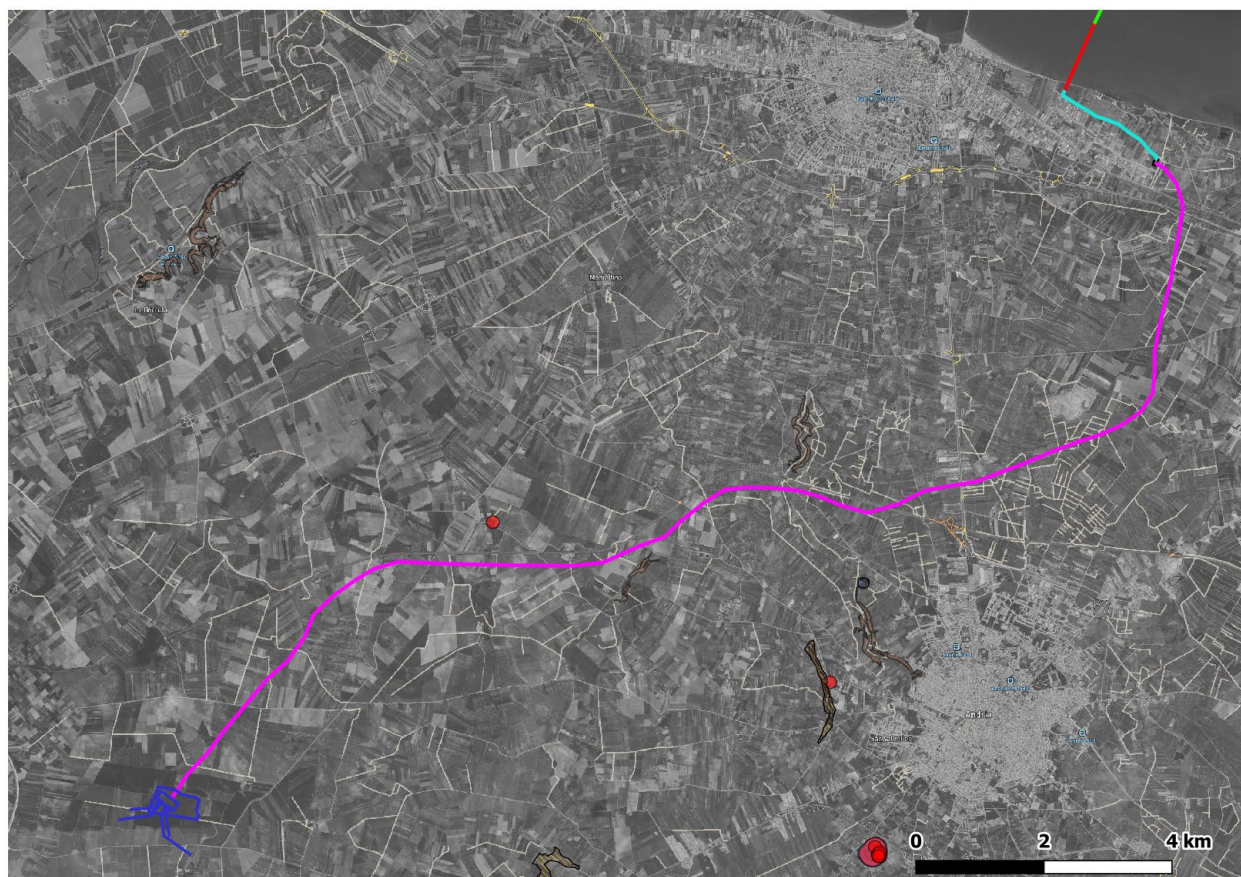
Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento a tre sistemi che di fatto non differiscono in misura significativa da quelli previsti dal PUTT/p, ovvero:

1. Struttura idrogeomorfologica

- a. Componenti geomorfologiche
- b. Componenti idrologiche
- 2. Struttura ecosistemica e ambientale
  - a. Componenti botanico vegetazionali
  - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
- 3. Struttura antropica e storico culturale
  - a. Componenti culturali ed insediative
  - b. Componenti dei valori percettivi

Dall'esame degli Atlanti del P.P.T.R., come si evince dalle immagini che seguono, sono emerse le interferenze dirette riguardanti beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici elencate in Tabella. Si rimanda alle tavole in allegato per l'inquadramento delle opere sulla cartografia del Piano Paesaggistico.

	STRUTTURA IDROGEOMORFOLOGICA	STRUTTURA ECOSISTEMICA E AMBIENTALE	STRUTTURA ANTROPICA E STORICO-CULTURALE
<b>OPERE A MARE</b>			
<i>Aerogeneratori</i>	---	---	---
<i>Elettrodotto sottomarino (66 kV)</i>	---	---	---
<i>Stazione Elettrica Off-Shore (66/380 kV)</i>	---	---	---
<i>Elettrodotto sottomarino (380 kV)</i>	---	---	---
<b>OPERE A TERRA</b>			
<i>Vasca giunti</i>	---	UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale	---
<i>Elettrodotto interrato di collegamento alla RTN (380 kV)</i>	BP – Territori costieri	UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale	---
<i>Elettrodotto aereo di collegamento alla RTN (380 kV)</i>	UCP - Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (100m)	UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale	UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi UCP Strade valenza paesaggistica



### Barium Bay layout

#### Opere connessione

— Area connessione linee Terna esistenti

— Tracciato Elettrodotti Aerei

— Elettrodotto interrato

⊠ Sottostazione

— Elettrodotto connessione AT mare

— TOC

— Posa in appoggio

### PPTR

#### 6.1.1 - Componenti geomorfologiche

— UCP - Versanti

— UCP - Lame e gravine

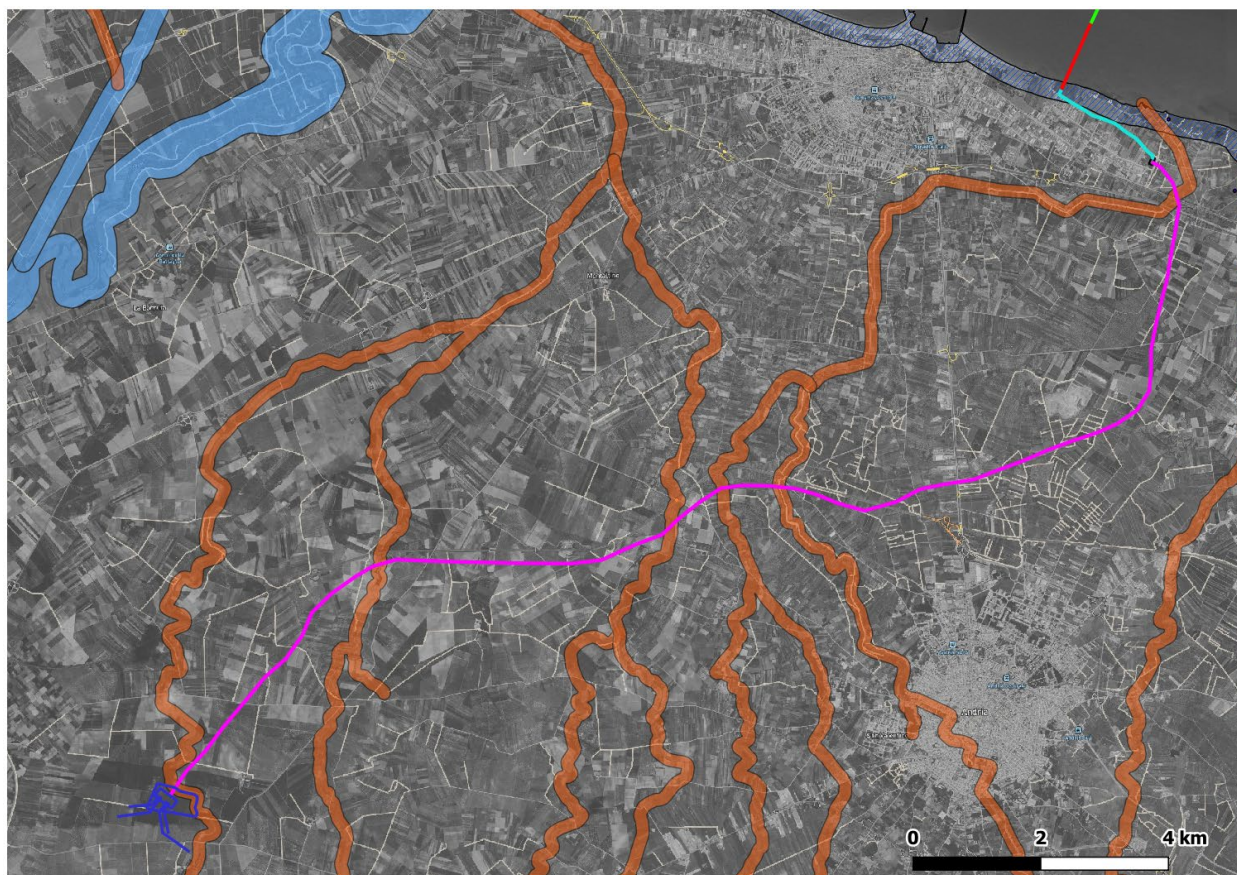
— UCP - Grotte - 100m

— UCP - Geositi (100m)

— UCP - Doline

#### Satellite Streets

*Opere a terra su PPTR - Struttura idrogeomorfologica – Componenti geomorfologiche*



#### Barium Bay layout

#### Opere connessione

— Area connessione linee Terna esistenti

— Tracciato Elettrodotti Aerei

— Elettrodotto interrato

⊠ Sottostazione

#### Elettrodotto connessione AT mare

— TOC

— Posa in appoggio

#### PPTR

#### 6.1.2 - Componenti idrologiche

■ UCP - Sorgenti (25m)

■ UCP - Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (100m)

■ BP - Fiumi-torrenti-acque pubbliche (150m)

▨ BP - Territori costieri (300m)

#### Satellite Streets

*Opere a terra su PPTR - Struttura idrogeomorfologica – Componenti idrologiche*





**Barium Bay layout**

**Opere connessione**

- Area connessione linee Terna esistenti
- Tracciato Elettrodotti Aerei
- Elettrodotto interrato
- ⊠ Sottostazione
- Elettrodotto connessione AT mare**
- TOC
- Posa in appoggio

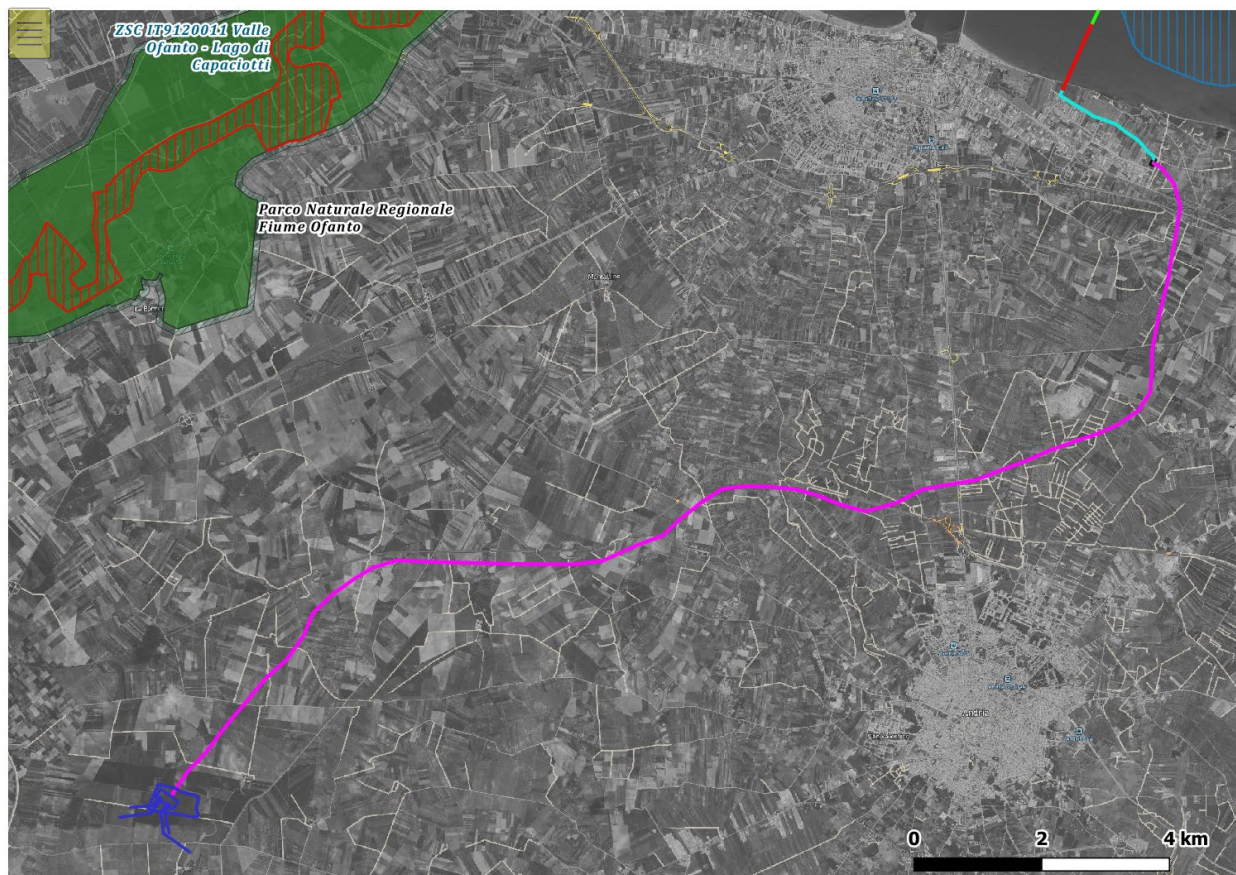
**PPTR**

**6.2.1 - Componenti botanico-vegetazionali**

- UCP - Aree Umide
- BP - Boschi
- UCP - Aree di rispetto dei boschi (100M)
- UCP - Prati e pascoli naturali
- UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale







**Satellite Streets**

*Opere a terra su PPTR - Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti botanico-vegetazionali*







**Barium Bay layout**

**Opere connessione**

-  Area connessione linee Terna esistenti
-  Tracciato Elettrodotti Aerei
-  Elettrodotto interrato
-  Sottostazione
- Elettrodotto connessione AT mare**
-  TOC
-  Posa in appoggio

**PPTR**

**6.2.2 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici**


- UCP - Siti di rilevanza naturalistica**
-  ZSC
-  ZSC MARE
- BP - Parchi e riserve**
-  Parco Naturale Regionale
-  UCP - Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (100m)
- Satellite Streets**

**Opere a terra su PPTR - Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici**













### Barium Bay layout

#### Opere connessione

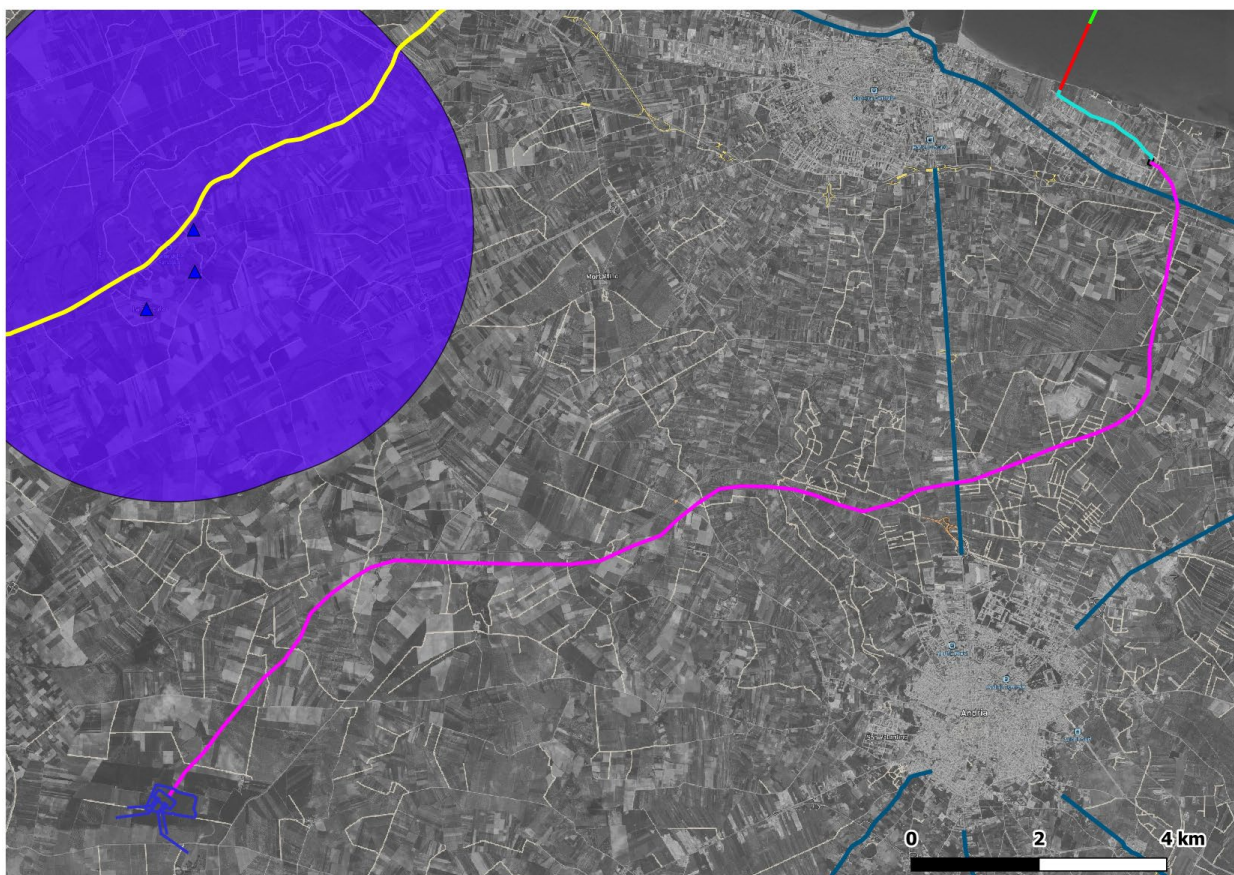
- Area connessione linee Terna esistenti
- Tracciato Elettrodotti Aerei
- Elettrodotto interrato
-  Sottostazione
- Elettrodotto connessione AT mare**
- TOC
- Posa in appoggio

### PPTR

#### 6.3.1 - Componenti culturali e insediative

-  BP - Immobili e aree di notevole interesse pubblico
-  BP - Zone di interesse archeologico
-  UCP - Città consolidata
-  UCP - stratificazione insediativa - siti storico culturali
-  UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi
-  UCP - aree a rischio archeologico
-  UCP - area di rispetto - rete tratturi
-  UCP - area di rispetto - siti storico culturali
-  UCP - area di rispetto - zone di interesse archeologico
-  UCP - Paesaggi rurali

*Opere a terra su PPTR - Struttura antropica e storico culturale - Componenti culturali ed insediative*



### Barium Bay layout

#### Opere connessione

— Area connessione linee Terna esistenti

— Tracciato Elettrodotti Aerei

— Elettrodotto interrato

☒ Sottostazione

#### Elettrodotto connessione AT mare

— TOC

— Posa in appoggio

### PPTR

#### 6.3.2 - Componenti valori percettivi

▲ UCP - Luoghi panoramici

— UCP - Strade a valenza paesaggistica

— UCP - strade panoramiche

■ UCP - Coni visuali

*Opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura antropica e storico culturale - Componenti dei valori percettivi*

L'area di intervento è caratterizzata dalla presenza di vincoli PAI, da un consistente reticolo idrografico e dalla presenza di numerose infrastrutture a rete (gasdotti, Strade, reti elettriche e ferrovie).

Come si evince dalla Figura 6.8, l'elettrodotto aereo onshore interferisce con aree perimetrare a alta, media o bassa pericolosità idraulica e attraversa in più punti il reticolo idrografico. Nel punto di approdo si rileva la presenza di un'area di frana lungo la costa perimetrata a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) e molto elevata (PG3) interferente con l'elettrodotto interrato (Figura 6.9).

Tutte le interferenze con il reticolo idrografico ed il PAI saranno gestite evitando l'installazione di sostegni in corrispondenza di aree vincolate riducendo così l'interferenza al solo sorvolo dei cavi aerei. Laddove ciò non sarà possibile per esigenze tecniche specifiche sarà prodotto uno studio idraulico di dettaglio per attestare la compatibilità delle opere al PAI.

Per quanto riguarda l'approdo a terra del cavo si precisa che l'intervento verrà realizzato con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) a partire dalla buca giunti (ubicata fuori dal perimetro di frana) attraversando l'area perimetrata nell'ambito del PAI con PG2 e PG3 ad una profondità tale da risultare compatibile con le previsioni del piano. LA TOC è una tecnica no dig (ovvero senza scavo) per la posa di tubazioni e cavi interrati. Con l'ausilio di una macchina perforatrice comandata da un sistema di teleguida, permette la realizzazione di fori nel quale possono essere "tirati" (pull back) direttamente i cavi elettrici o le tubazioni atti a contenerli.

Si evidenzia inoltre che nell'ambito poi degli interventi di compensazione ambientale si prevedono specifiche opere di consolidamento dell'area per i quali si rinvia alla relazione R.6.1.

Per quanto riguarda le interferenze tra gli elettrodotti aerei e le infrastrutture e reti esistenti (strade e autostrade, reti ferroviarie, gasdotti, acquedotti, e linee elettriche) queste verranno gestite garantendo il rispetto delle distanze previste dalle normative di settore sia per quanto riguarda i cavi aerei che per i relativi sostegni.



Figura 6.2: inquadramento delle opere a terra su cartografia PAI



*Figura 6.3: inquadramento del punto di sbarco a terra su cartografia PAI*

## 7 PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

### 7.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Il progetto prevede, come detto, la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da n. 74 **aerogeneratori**, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotori a tre pale. I generatori che si prevede di utilizzare avranno potenza nominale di 15 MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 1110 MW, da immettere sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

Gli aerogeneratori saranno installati su **fondazioni flottanti ancorate** al fondale marino e collegati da **cavi a 66 kV** con due **sottostazioni elettriche offshore** su piattaforma di tipo fisso. Le piattaforme sono costituite da una sottostruttura (Jacket) ancorata con pali di fondazione ed una sovrastruttura (Topsides) all’interno della quale sono alloggiati i componenti elettrici. All’interno di ciascuna sottostazione l’energia elettrica prodotta sarà convertita innalzandone la tensione da 66 kV a 380 kV. LE due sottostazioni sono poi collegate tra loro e verso terra mediante un **elettrodotto** marino.

### 7.2 AEROGENERATORI

Il progetto prevede al momento l’utilizzo di 74 aerogeneratori di ultima generazione tipo VESTAS V236-15.0 MW o turbine equivalenti di altri produttori. Gli aerogeneratori hanno le seguenti caratteristiche:

#### Technical specifications

Power regulation operational data		Pitch regulated with variable speed	ROTOR	
Rated power	15,000kW		Rotor diameter	236m
Cut-in wind speed	3m/s		Swept area	43,742m <sup>2</sup>
Cut-out wind speed	30m/s		Aerodynamic brake	Three blades full feathering
Wind class	IEC S or S,T		ELECTRICAL	
Standard operating temperature range	from -10°C* to +25°C* with a de-rating interval from +25°C to +45°C		Frequency	50/60 Hz
*high ambient temperature variant available			Converter	full scale
SOUND POWER			GEARBOX	
Maximum	118dB(A)		Type	medium speed
***Sound Optimised Modes dependent on site and country			TOWER	
			Hub heights	Site-specific

Tabella 7-1 caratteristiche della Vestas V236-15.0 MW



*Figura 7.1 Vestas V236-15.0 MW*

Si tratta di uno dei modelli di turbina eolica per installazioni offshore più avanzato al mondo. La turbina prevista è composta da:

- Tre pale in carbonio e fibra di vetro da 115,5 m che giuntate al mozzo formano un rotore di complessivi 236 m e un'area spazzata di 43742 m<sup>2</sup>;
- un sistema di controllo del pitch idraulico posto su ciascuna pala,
- mozzo e albero principale per il trasferimento della potenza dalle pale al gear box,
- il gear box che aumenta la velocità di rotazione adeguandola al generatore,
- il sistema di imbardata montato sulla base della navicella, che, ruotando, consente il posizionamento ottimale dell'aerogeneratore rispetto alla direzione del vento,
- una torre tubolare di sezione massima pari a 7,5 m costituita da più sezioni assemblate tramite giunti a flangia imbullonati tra loro di altezza (base-mozzo) pari a 150 m,
- la navicella in acciaio e fibra di vetro che contiene all'interno di compartimenti i componenti meccanici (albero, cuscinetti, gear box, ecc.), le apparecchiature elettriche (generatore, trasformatori, convertitori, sistemi di controllo) e i sistemi ausiliari (pompa idraulica, trasformatore ausiliario, deumidificatore, batterie, ecc.) mentre sul tetto sono posizionati i sensori di vento ed una piattaforma per l'atterraggio con elicottero.

### **7.3 LE SOTTOSTRUTTURE DI FONDAZIONE GALLEGGIANTI**

#### **7.3.1 Procedura di selezione delle sottostrutture di fondazione**

Per la progettazione delle fondazioni galleggianti è stata avviata una collaborazione con l'University of Strathclyde, università britannica con sede a Glasgow in Scozia all'avanguardia negli studi sulle fonti rinnovabili marine. L'Università di Strathclyde ha una vasta esperienza e competenza nell'eolico, nell'architettura navale, nella sicurezza marina e nell'ingegneria offshore ed è considerata la principale università del Regno Unito per ricerca e formazione nel settore dell'eolico offshore.

L'attività di studio e progettazione svolta dall'università consiste in un'analisi preliminare comparata delle differenti tipologie di fondazioni galleggianti esistenti e si è conclusa con una prima selezione effettuata in base al grado di maturità tecnologica e al grado di compatibilità con le profondità dell'acqua nel sito scelto.

Lo studio svolto ha permesso di selezionare la tipologia di fondazione e realizzare il dimensionamento della struttura in base alle condizioni meteomarine e di batimetria.

In particolare, sono state prese in considerazione tutte le principali configurazioni adottate dalle turbine eoliche offshore galleggianti che risultano già installate e operative o in costruzione. Queste configurazioni sono state inquadrate secondo le principali caratteristiche e classificate nelle tre classi principali (stabilizzato con figura



di galleggiamento, stabilizzato con zavorra e stabilizzato in ormeggio). Per ciascuna configurazione si è spiegato il criterio di classificazione analizzando i principali vantaggi e svantaggi.

Sono stati adottati due principali criteri di selezione per scegliere le configurazioni più adatte al sito prescelto:

1. il livello di maturità della tecnologia adottando la classificazione di Technology Readiness Level (TRL) proposta da *Quest Floating Wind Energy* ([www.QuestFWE.com](http://www.QuestFWE.com))
2. la compatibilità con la batimetria del sito

Tra tutte le configurazioni proposte per i progetti operativi e in fase di sviluppo sono state considerate solo quelle che hanno raggiunto un TRL pari o superiore a 7. Ciò corrisponde ad aver raggiunto il livello “Pre-commerciale” (TRL  $\geq 7$ ), vale a dire che almeno un parco eolico offshore (più unità), con una potenza nominale totale superiore a 5 MW, è o è stato in condizioni operative.

La profondità dell'acqua nel sito considerato è tale da considerare turbine eoliche galleggianti mentre non è tecnicamente compatibile con turbine eoliche fisse. Tuttavia, considerando le dimensioni dell'aerogeneratore selezionato (e la sua altezza del mozzo e la spinta massima), alcune delle configurazioni di turbine eoliche galleggianti potrebbero richiedere un pescaggio troppo grande, non compatibile con la profondità minima/media dell'acqua nel sito

Le possibili configurazioni di turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio TRL  $\geq 7$  (in ordine alfabetico) sono:

1. Stabilizzata da zavorra (SPAR)
2. Stabilizzato da figura di galleggiamento, semisommersibile

In termini di livello di TRL, entrambe le configurazioni raggiungono il livello massimo di TRL, poiché sia per il SPAR che per il semisommersibile sono presenti parchi eolici offshore commerciali completi, con capacità installata totale pari o superiore a 50 MW:

- per lo SPAR si evidenzia il progetto Hywind Tampen, commissionato nel 2022, costituito da 11 turbine eoliche, per una potenza complessiva di 88 MW;
- per il semisommersibile vi è il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 47,5 MW.

In termini di profondità dell'acqua:

- la configurazione stabilizzata da zavorra, se si considera la configurazione con la massima potenza nominale, cioè 9,5 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si tiene conto del fatto che il presente progetto considera un aerogeneratore da 15 MW, con un'altezza del mozzo più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sia necessario un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m. Pertanto, questa configurazione non è considerata compatibile con il presente sito, che ha una profondità minima dell'acqua di 115 m;
- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell'acqua del sito considerato: si ha infatti che la struttura semisommersibile utilizzata per il progetto Kincardine richiede per l'aerogeneratore da 9,5 MW una profondità minima di 40 m. Anche aumentando la dimensione dell'aerogeneratore (a 15 MW), a causa del meccanismo di stabilizzazione utilizzato, la piattaforma aumenterà in larghezza, ma non necessariamente in pescaggio, in modo che la profondità minima richiesta non cambi: ciò può essere osservato confrontando i tre progetti realizzati utilizzando la questa tecnologia che hanno la stessa profondità operativa minima nonostante ma utilizzano aerogeneratori di potenza nominale diversa.

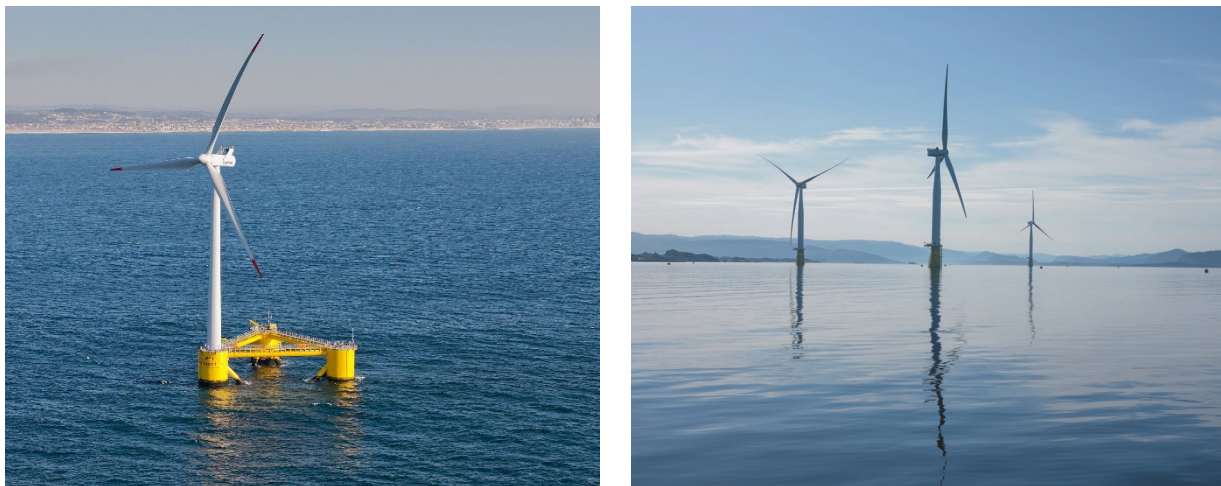








Figura 7.2: (a sinistra) semisommersibile di Principle Power<sup>1</sup>, (a destra) Hywind spar<sup>2</sup>

Sulla base delle considerazioni precedenti la configurazione selezionata è la **semisommersibile** stabilizzata da figura di galleggiamento.

Tabella 7-2: Criteri di selezione VS Configurazioni

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL $\geq 7$	Minimo pescaggio operativo VS profondità acqua
Stabilizzato da figura di galleggiamento (semisommersibile) 	 La configurazione semisommersibile ha raggiunto TRL 9	 Anche considerando la maggiore altezza del mozzo e la spinta aerodinamica dell'aerogeneratore da 15 MW, questa piattaforma scala principalmente in larghezza, non in pescaggio, quindi è ragionevole ipotizzare una profondità minima richiesta di circa 40 m anche per una versione da 15 MW.
Stabilizzata da zavorra (SPAR) 	 La configurazione Spar ha raggiunto TRL 9	 Il progetto Hywind Tampen, composto da 11 turbine eoliche da 8,6 MW, ha una profondità minima richiesta di circa 130 m. Con l'aerogeneratore da 15 MW (momento inclinatorio più elevato), il pescaggio minimo operativo aumenterebbe (e anche la profondità minima richiesta), diventando non compatibile con questo sito.

<sup>1</sup> by Untrakdrover - Own work, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=22868578>

<sup>2</sup> Ole Jørgen Bratland / © Equinor

Si è poi individuato un modello per la turbina eolica offshore selezionata. A tal proposito è stato selezionato il modello open access IEA 15 MW ed in questo modo si è potuto caratterizzare sia in termini aerodinamici che inerziali il rotore, la navicella e la torre della turbina.

La configurazione selezionata è stata quindi dimensionata. Per il dimensionamento si sono adottate due metodologie indipendenti:

1. Un dimensionamento preliminare basato sui principi fondamentali dell'architettura navale e dell'ingegneria oceanica, considerando i vincoli di galleggiabilità, stabilità, massimo valore dell'angolo di inclinazione medio alla velocità del vento nominale, pescaggio minimo e bordo libero, e garantendo una buona risposta dinamica in termini di periodi minimi del corpo rigido. Nell'ambito del dimensionamento preliminare si è anche operato per ridurre al minimo la quantità di acciaio per MW e quindi minimizzare il costo della piattaforma
2. Un approccio di "scaling up", basato sui dati disponibili in letteratura per la tipologia di configurazione di sottostruttura di fondazione da progettare ma riferiti per turbine eoliche più piccole (non sono disponibili dati per turbine eoliche da 15 MW).

Ciascuna metodologia è stata utilizzata per verificare/validare l'altra e la metodologia numero 1 è stata implementata numericamente in due modi indipendenti, sempre per rafforzare l'affidabilità dei risultati.

I risultati ottenuti nella fase di dimensionamento preliminare hanno permesso di sviluppare un modello della struttura utilizzato per condurre l'analisi di stabilità a nave integra e condurre l'analisi idrodinamica nel dominio della frequenza.

Tale analisi, pur necessaria, non considera i carichi non lineari derivanti dall'aerodinamica della turbina eolica, dalla dinamica della linea di ormeggio, ecc. Si è quindi dovuto procedere anche al dimensionamento preliminare dei sistemi di ormeggio per poi realizzare l'analisi nel dominio del tempo della struttura considerando tutti i principali effetti non lineari. In questo modo si è completata l'analisi più avanzata e accurata possibile in questa fase del progetto ottenendo una stima realistica dei principali parametri prestazionali.

Si è scelto quindi un sistema di ormeggio semi teso (semi-taut), che sfrutta il meccanismo della catenaria per generare le forze di ripristino necessarie per garantire che lo spostamento orizzontale della piattaforma sia compatibile con i requisiti del cavo elettrico, oltre a garantire una buona risposta dinamica in abbrivio, beccheggio e imbardata.

Il modello così ottenuto di dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastico OpenFAST è stato quindi utilizzato per eseguire una serie di simulazioni verificando che la piattaforma semisommersibile progettata ha una buona risposta in tutti i 6 gradi di libertà e la tensione massima nella linea di ormeggio non è mai superiore a ~30% dell'MBL, ben entro il limite del 60% dell'MBL.

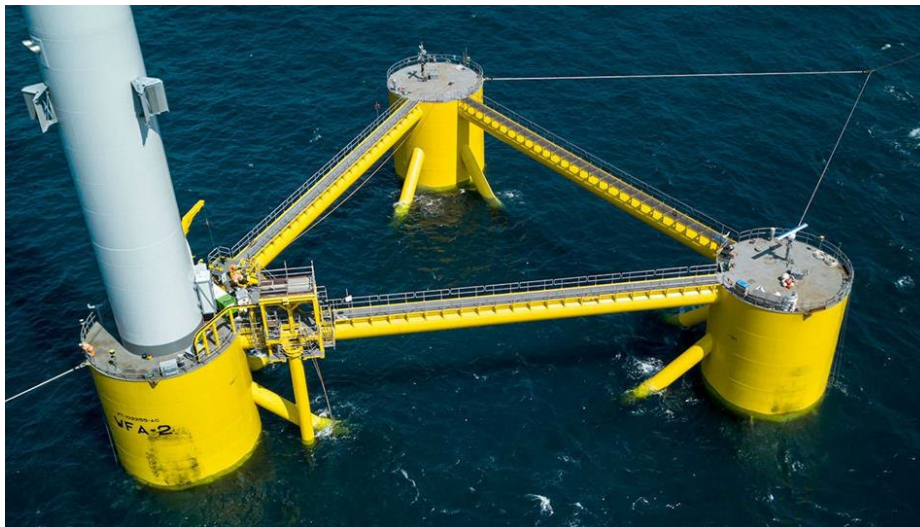
I risultati di queste simulazioni, e in particolare le forze orizzontali e verticali massime che agiscono a livello di ancoraggio in tutti i DLC considerati, sono stati utilizzati per eseguire la progettazione preliminare degli ancoraggi a palo.

Nel complesso, la progettazione soddisfa i criteri di vincolo di progettazione definiti in questa fase, vale a dire:

1. integrità del cavo elettrico: lo spostamento orizzontale massimo della piattaforma è sempre inferiore al 10% della profondità dell'acqua;
2. integrità della linea di ormeggio: la tensione nelle linee di ormeggio è sempre inferiore al 60% del MBL;
3. buona risposta dinamica della piattaforma: si ottiene anche una buona risposta negli altri gradi di libertà (sussulto, rollio, beccheggio, imbardata).

In conclusione è stata scelta la struttura di fondazione galleggiante da utilizzare selezionando la tecnologia semisommersibile prodotta dalla società Principle Power e commercialmente denominata WindFloat e sono stati progettati i sistemi di ormeggio e ancoraggio.

### 7.3.2 Il WindFloat



*Figura 7.3: foto di un impianto dimostrativo del WindFloat*

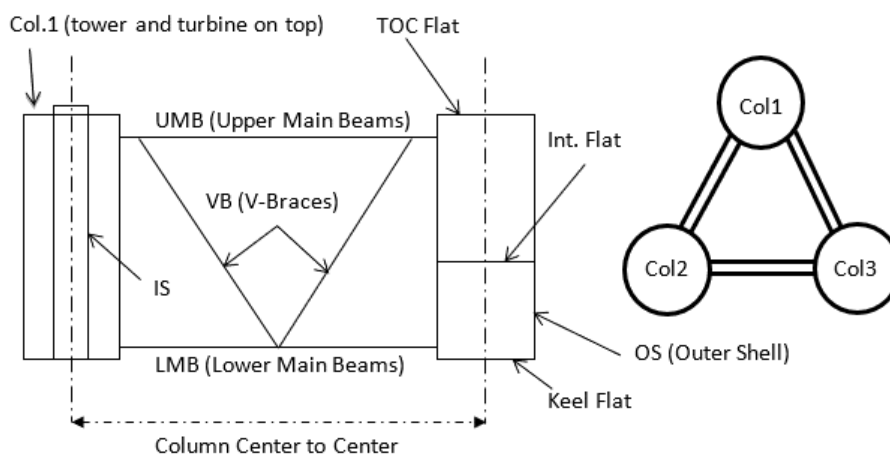
Il WindFloat è una piattaforma galleggiante semisommersibile a tre colonne per turbine eoliche dotato di un sistema intelligente di gestione dell'assetto dello scafo che si adatta alle differenti condizioni meteo marine spostando la zavorra d'acqua contenuta al suo interno tra le colonne per mantenere la torre della turbina eolica in verticale, massimizzando la produzione e riducendo al minimo i carichi.

Il WindFloat raggiunge la stabilità di galleggiamento attraverso la combinazione di tre fattori dimensionali: la superficie complessiva di ingombro sul piano d'acqua (impronta), il pescaggio ed il diametro delle tre colonne. Il design a tre colonne è pertanto scalabile per ospitare le più grandi turbine eoliche offshore, gestendo in modo efficiente i carichi con un aumento minimo della massa strutturale.

Il WindFloat ha una struttura a pescaggio ridotto che consente l'installazione della turbina nella maggior parte dei porti eliminando la necessità di sollevamento di carichi pesanti in mare aperto ed è intrinsecamente stabile durante la movimentazione. La zavorra d'acqua permanente viene utilizzata per abbassare la piattaforma fino al suo pescaggio operativo mentre il sistema intelligente di assetto dello scafo sposta l'acqua da una colonna all'altra per compensare i carichi medi di spinta della turbina durante il funzionamento, aumentando le prestazioni e la resa energetica.

Le tre colonne conferiscono pertanto galleggiabilità e stabilità alla struttura. Le colonne sono opportunamente distanziate e disposte secondo una disposizione triangolare per contrastare il grande momento di ribaltamento indotto dal vento. Di seguito è riportata in figura la tipica configurazione globale del Wind Float.

Di seguito verranno



*Figura 7.4: componenti principali del Wind Float*

La Colonna 1 si differenzia dalle altre due poiché è la colonna che ospita il WTG. Tale colonna ha allocato al suo interno un vano tecnico cilindrico sulla cui sommità viene imbullonata la torre di sostegno del WTG mediante una flangia di accoppiamento. Il diametro interno del vano è conforme al diametro della torre. Tale componente fornisce continuità strutturale alla torre e funge da struttura portante principale. All'interno del vano interno si trovano i locali della sala macchine.

Per completare la piattaforma semisommersibile, le colonne sono interconnesse con una struttura reticolare composta da travi principali e controventi. Ogni WindFloat richiede tre sottoassiemi di travature con telaio tubolare composti da una trave principale inferiore (LMB - Lower Main Beams), una trave principale superiore (UMB – Upper Main Beams) e dai controventi di interconnessione (V-Braces).

Nella parte inferiore delle colonne sono presenti delle piastre di intrappolamento dell'acqua (WEP - Water Entrapment Plates) che forniscono ulteriore inerzia idrodinamica alla piattaforma aumentando il volume spostato e aggiungendo smorzamento viscoso al sistema nei movimenti di rollio, beccheggio e sollevamento. Questo allontana le frequenze naturali delle piattaforme dai picchi dello spettro delle onde, evitando la risonanza.

### 7.3.3 Dimensioni tipiche del Wind Float

Di seguito si riportano i parametri principali e le dimensioni tipiche di un Wind Float, per ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati della sezione 3 “Strutture di fondazione aerogeneratori”.

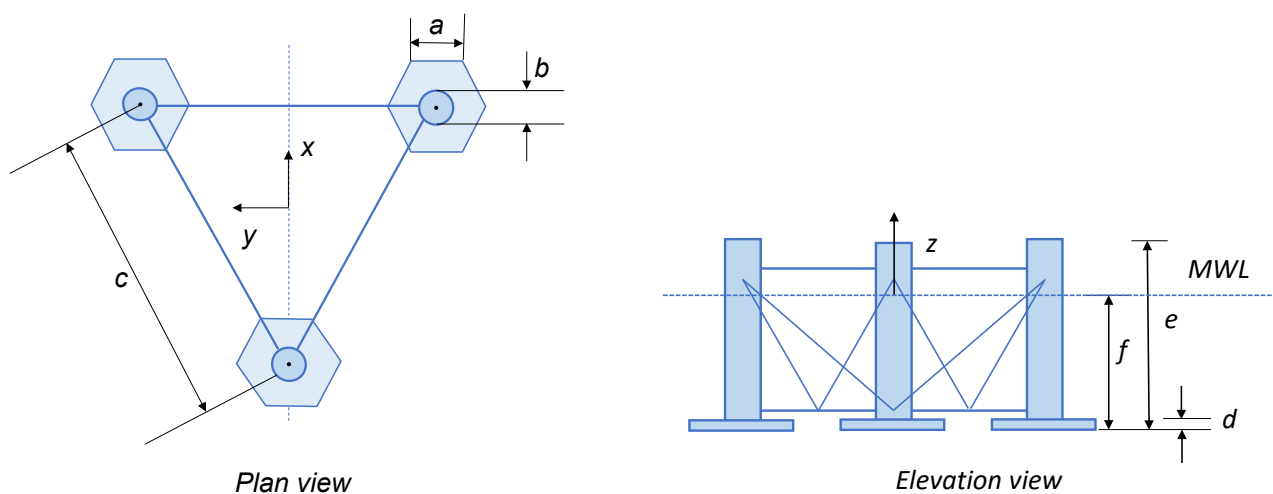


Figura 7.5: principali parametri dimensionali di un Wind Float

Parametri	Unità	Valore
<i>a.</i> lunghezza lato "water entrapment plate"	<i>m</i>	20.8
<i>b.</i> diametro colonna	<i>m</i>	16.0
<i>c.</i> distanza da centro a centro della colonna	<i>m</i>	90.0
<i>d.</i> altezza della "water entrapment plate"	<i>m</i>	1.0
<i>e.</i> altezza totale della colonna	<i>m</i>	30.0
<i>f.</i> draft	<i>m</i>	20.0
Dislocamento (volumetrico)	<i>m</i> <sup>3</sup>	~13 600
Massa di acciaio (compresi torre e RNA)	<i>t</i>	~5250
Angolo di inclinazione statico alla velocità nominale del vento	gradi	5.2

*Tabella 7-3: dimensioni tipiche di un Wind Float*

## 7.4 I SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO

L'University of Strathclyde, unitamente alla selezione e alla progettazione delle strutture di fondazione galleggianti, ha realizzato anche la scelta e il dimensionamento dei sistemi di ormeggio e ancoraggio.

### 7.4.1 Sistemi di ormeggio

Per i sistemi FOWT si adottano tipicamente tre configurazioni di ormeggio:

- Sistemi di ormeggio a catenaria: parte della linea di ormeggio è adagiata sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico. Il peso della linea fa assumere alla stessa una forma a catenaria, e il cambiamento della lunghezza della catena sospesa a seguito del movimento della struttura offshore genera le forze di ripristino necessarie in abbrivio, deriva e imbardata. Gli ancoraggi non subiscono mai carichi verticali.
- Sistemi di ormeggio taut: nessuna parte della linea di ormeggio giace sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico, con la linea tesa dall'ancoraggio sul fondo del mare al passacavo sul galleggiante. Le forze di ripristino sono generate dal cambiamento di tensione nelle linee. Gli ancoraggi sono progettati per sostenere carichi verticali (oltre che orizzontali).
- Sistemi di ormeggio semi-taut: un ibrido tra le due soluzioni precedenti, in cui parte della linea è tesa (tipicamente in fibra poliestere o simile) e parte assume una forma catenaria (tipicamente una catena). Gli ancoraggi possono subire carichi verticali, ma in misura minore rispetto ai sistemi di ormeggio taut.

In fase di progettazione preliminare, la scelta della configurazione del sistema di ormeggio più idoneo è dettata principalmente dalla profondità dell'acqua, come mostrato in Tabella 7.4

<b>Configurazione</b>	<b>Adatto a</b>
Catenaria	Profondità medio-basse
Semi-taut	Profondità medie
Taut	Acque profonde

*Tabella 7-4: Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua*

Come riportato nella sezione 5.2 la profondità media dell'acqua è di circa 150 m, con un massimo di 200 m. Questo intervallo di acqua è di transizione tra profondità considerate basse e medie e può essere adatto per una catenaria o una configurazione di ormeggio semi-taut. Nella presente, è stata scelta una configurazione semi-taut, più vicina a una configurazione catenaria poiché la lunghezza del segmento di poliestere è limitata rispetto alla lunghezza della catena, come mostrato nella Tabella 25.

Questo è il risultato finale di una serie di configurazioni di ormeggio valutate, cercando di ridurre al minimo la distanza tra il centro della piattaforma e i punti di ancoraggio, nonché la quantità di lunghezza della catena, mantenendo lo spostamento orizzontale massimo a meno del 10% della profondità dell'acqua. La configurazione di ormeggio finale è illustrata nella tabella e nelle figure che seguono.

<b>Parametro</b>	<b>Unità</b>	<b>Valore</b>
Tipo di sistema di ormeggio	-	Semi-taut
Profondità ancoraggio	m	150
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R3S
Diametro nominale segmento catena	m	0.220
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	315
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	12335
Rigidità assiale segmento catena	kN	1.452E+06

Parametro	Unità	Valore
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.195
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	26
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	12522
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	2.983E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	10 m (catena), 60,8 m (poliestere), 456 m (catena)

Tabella 7-5: Configurazione della linea di ormeggio

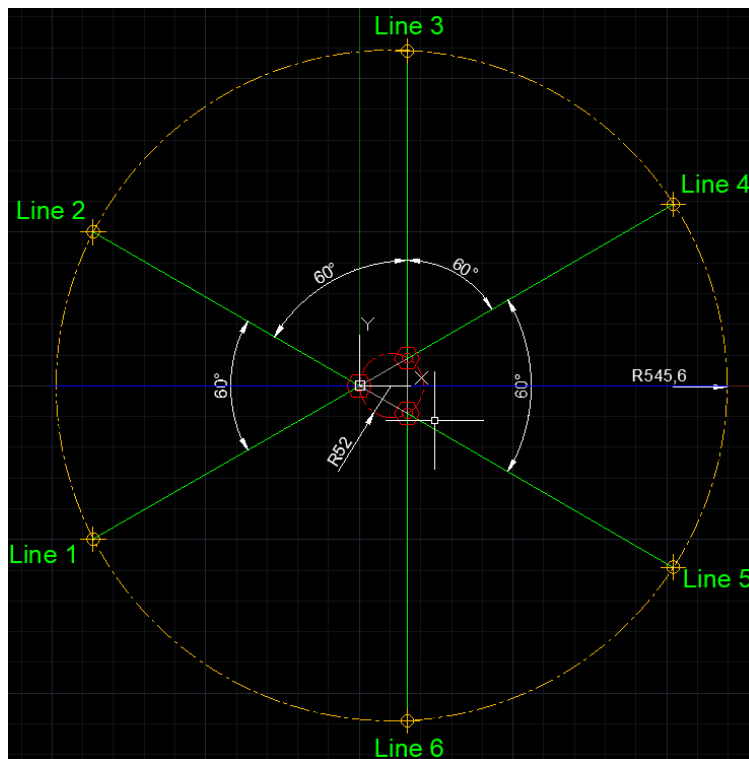


Figura 7.6: Vista dall'alto (piano x-y) della configurazione di ormeggio finale. In rosso la sottostruttura flottante tre colonne principali. In verde le 6 linee di ormeggio. Le colonne sono distanti 52 m dal baricentro della piattaforma, e gli ancoraggi sono posizionati a un raggio di 545,6 m dal baricentro della piattaforma

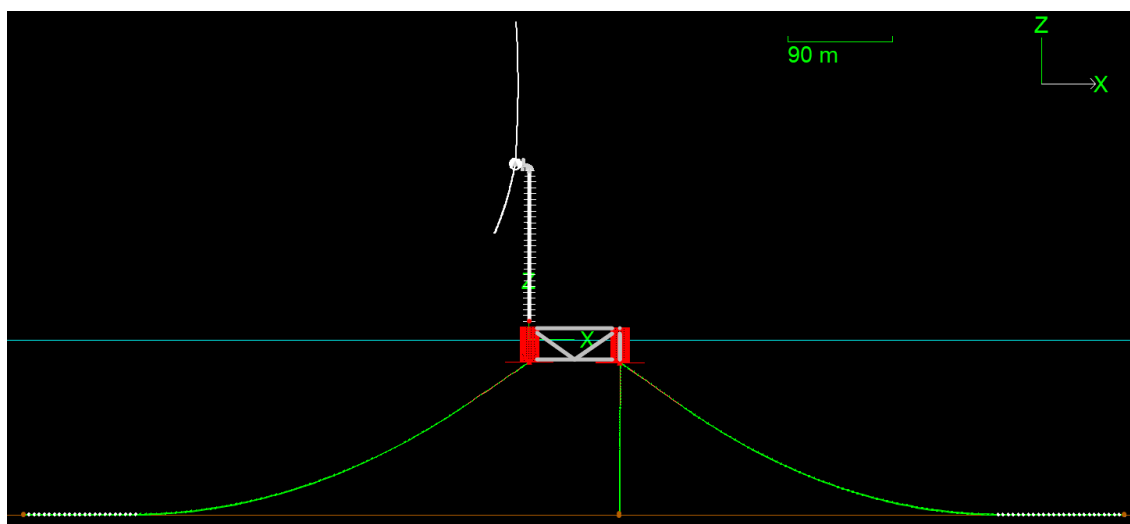


Figura 7.7: Vista laterale (piano x-z) dell'impianto eolico galleggiante con linea di ormeggio (piano x-z)

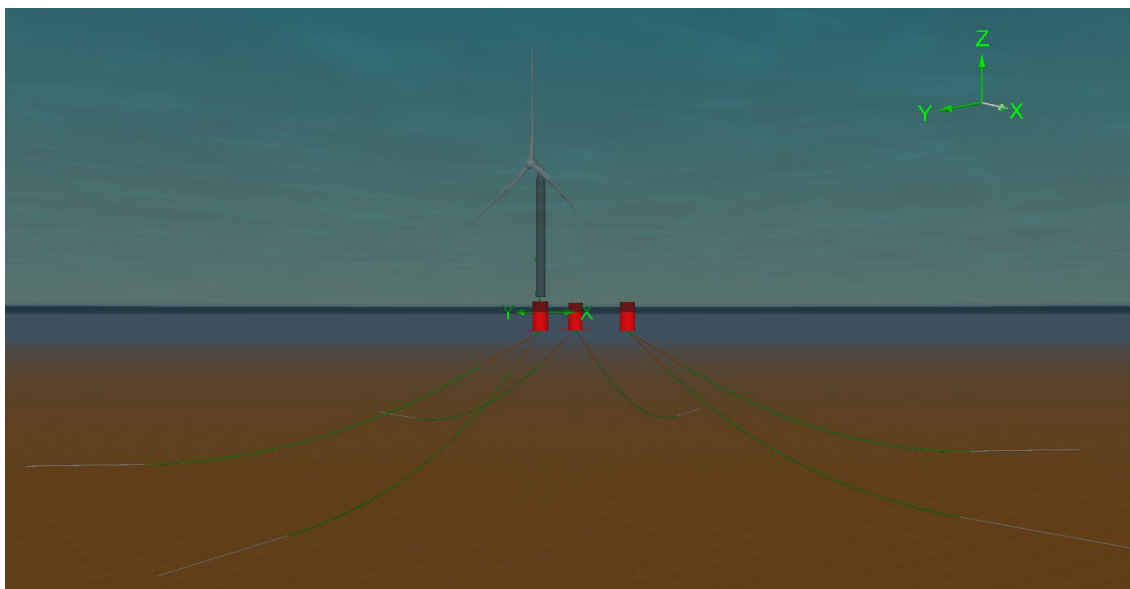


Figura 7.8: Rappresentazione 3D della turbina eolica galleggiante: rotore in bianco, torre in grigio, sottostruttura eolica galleggiante semisommersibile in rosso e linee di ormeggio in verde

#### 7.4.2 Tipologie di ancoraggi e ancoraggi di progetto

Nell'industria offshore esistono diverse soluzioni di ancoraggio per strutture galleggianti con ormeggi a catenaria o semitesili. L'individuazione del sistema più idoneo è subordinata a una serie di condizioni a contorno, che dipendono anche dalle caratteristiche geotecniche e geomorfiche del sito.

La figura seguente mostra le diverse tipologie di punto di ancoraggio al variare della profondità d'acqua (da bassa ad alta) e delle caratteristiche del suolo (da alta densità o roccioso a sciolto o con bassa consistenza).

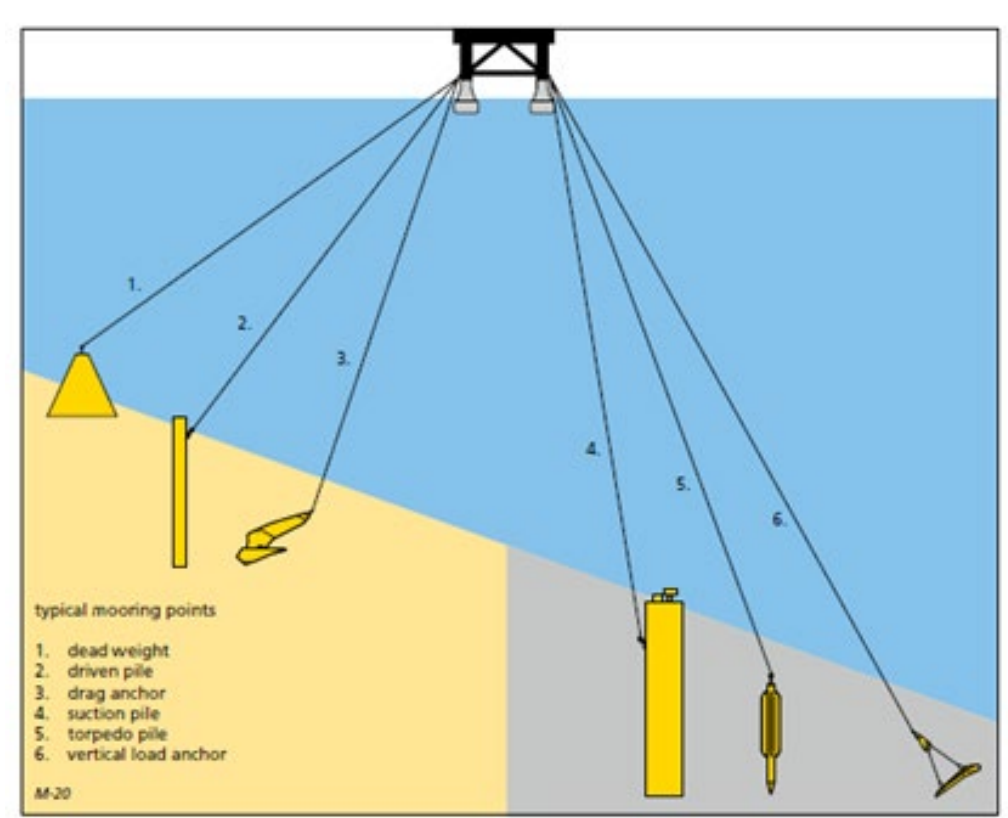


Figura 7.9: Tipologie di ancoraggio



Le soluzioni di ancoraggio per un fondale caratterizzato da sedimenti di natura rocciosa, o sedimenti cementati, sono di seguito elencate e descritte approfonditamente nella relazione “R.3.2.2. Ancoraggi”:

- Ancore a gravità (dead weight)
- Ancore a trascinamento (Drag Embedded Anchor- DEA)
- Pali infissi (driven piles)
- Pali trivellati (drilled piles)

In tabella vengono invece presentate le diverse tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale.

Sistema di ancoraggio	Fondale		
	Sabbie sciolte	Sabbie medio/alta densità	Fondali rocciosi
ANCORE A GRAVITA'			
PALI INFISSI			
PALI TRIVELLATI			
DRAG ANCHORS			

**LEGENDA**

	APPLICABILE
	POTENZIALMENTE APPLICABILE
	NON APPLICABILE

**Tabella 7-6: tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale.**

La capacità di tenuta delle ancore a gravità a carichi verticali e/o orizzontali deriva principalmente dal peso delle ancore stesse e dall'attrito che generano con il fondale. Si stima che, per supportare adeguatamente le strutture galleggianti utilizzate, le dimensioni ed i pesi che queste ancore dovrebbero raggiungere sono tali da sconsigliarne l'utilizzo per le difficoltà di realizzazione e installazione.

Dalle risultanze della prospezione geofisica realizzata si evince che una generale riduzione degli spessori dei sedimenti superficiali olocenici, una morfologia più complessa e la presenza, seppur molto limitata, di aree di affioramento/subaffioramento del substrato accompagnate dalla presenza di biocostruzioni. La vicinanza del substrato al fondo può essere valutata migliorativa in relazione alle caratteristiche ricercate dei terreni come fondazioni agli ancoraggi.

Tutti questi elementi, in particolare il ridotto spessore dei sedimenti, unitamente alla presenza di biocostruzioni nelle parti più settentrionali dell'impianto, portano ad escludere l'utilizzo di un sistema di ancoraggio a trascinamento, mentre le caratteristiche dei materiali che costituiscono il substrato consentono di ipotizzare la realizzazione di pali battuti.

Il dimensionamento dei pali è stato effettuato in conformità con la procedura di progettazione raccomandata livello internazionale e dettagliata nella relazione R.3.

La Figura 7.10 mostra i vari termini che descrivono la geometria di ancoraggio del palo, dove L è la lunghezza incorporata del palo, D è il diametro esterno del palo, e  $T_{wall}$  è lo spessore dell'ancoraggio a palo. Si assume che la parte superiore dell'ancoraggio a palo sia al livello del fondo marino. La profondità del "padeye"  $Z_{pad}$  per il collegamento della linea di ormeggio è stata ottimizzata per ridurre al minimo la rotazione dell'ancoraggio a palo, ed ottenere la massima resistenza laterale del terreno.

I pali saranno costruiti utilizzando un acciaio offshore S355, con una resistenza allo snervamento di 355 MPa. In tali ipotesi si è calcolato che la geometria ottimale del palo è  $D = 1,3$  m e  $L = 22,1$  m. e la profondità ottimale del "padeye"  $Z_{pad} = 0,67L$ .

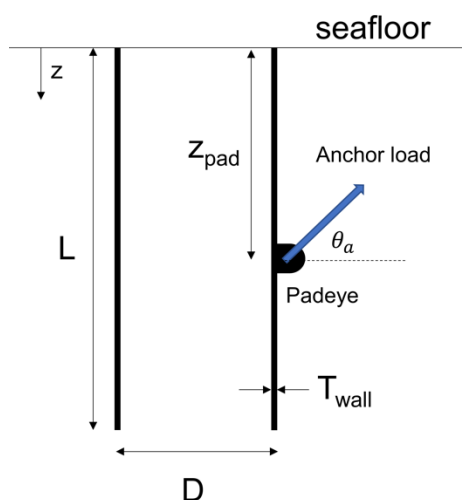
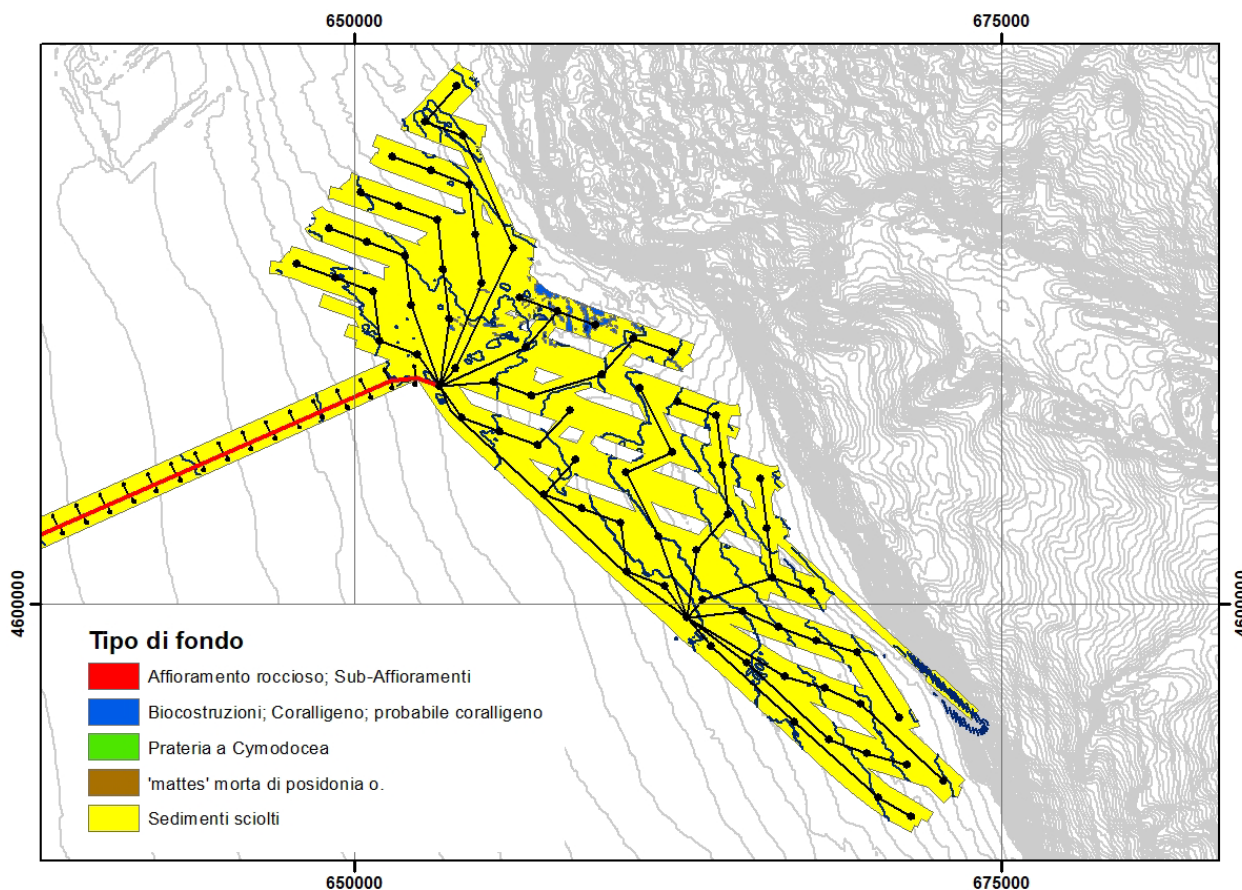


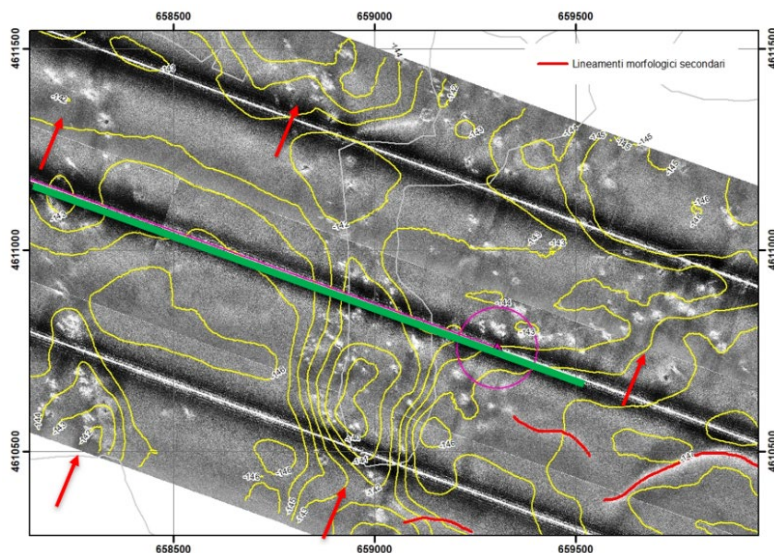
Figura 7.10: Diagramma schematico che descrive la geometria dell'ancoraggio a palo

### 7.4.3 Ancoraggi e ormeggi, posizionamento di massima

Le indagini biocenotiche effettuate con l'ausilio di strumentazione Sub Bottom Profiler, hanno consentito di caratterizzare il fondale dell'area di installazione del parco eolico Barium Bay. L'analisi multibeam classifica il fondale come sedimenti sciolti con una piccola presenza di aree di affioramento sulle quali sembrano impostate biocostruzioni di scarso rilievo morfologico.

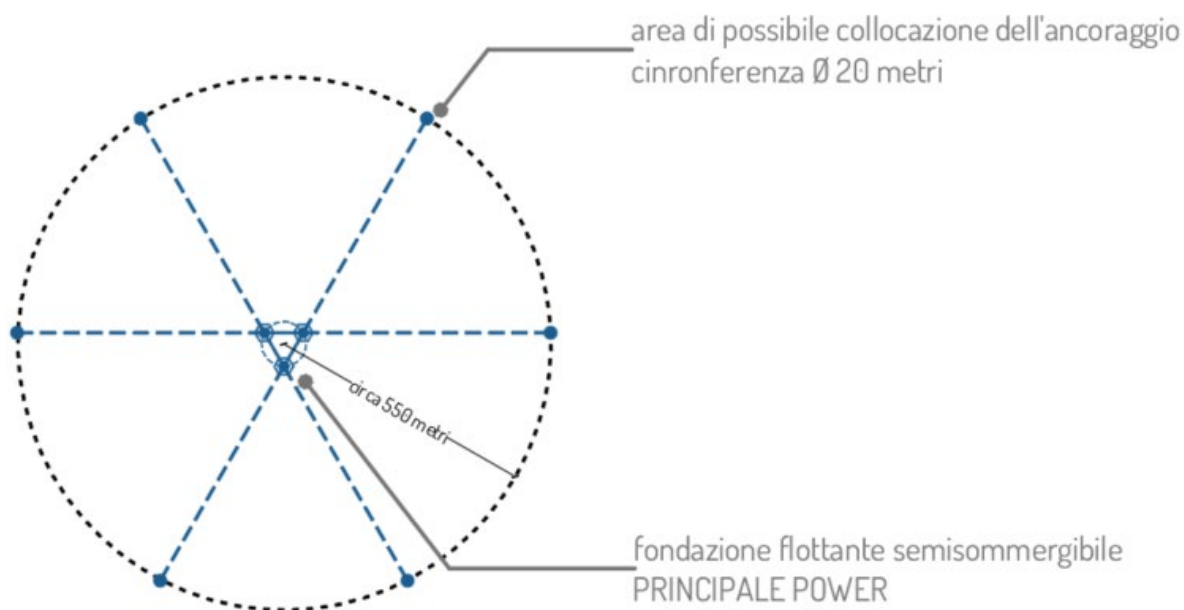
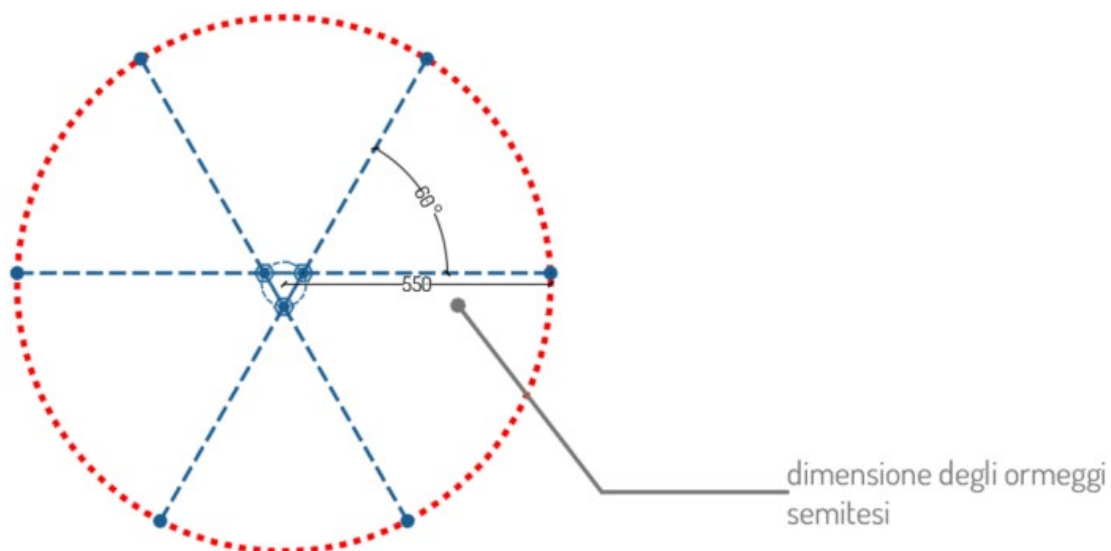


Mapa del parco eolico con presenza di un fondale a sedimenti sciolti con biocostruzioni nella parte settentrionale



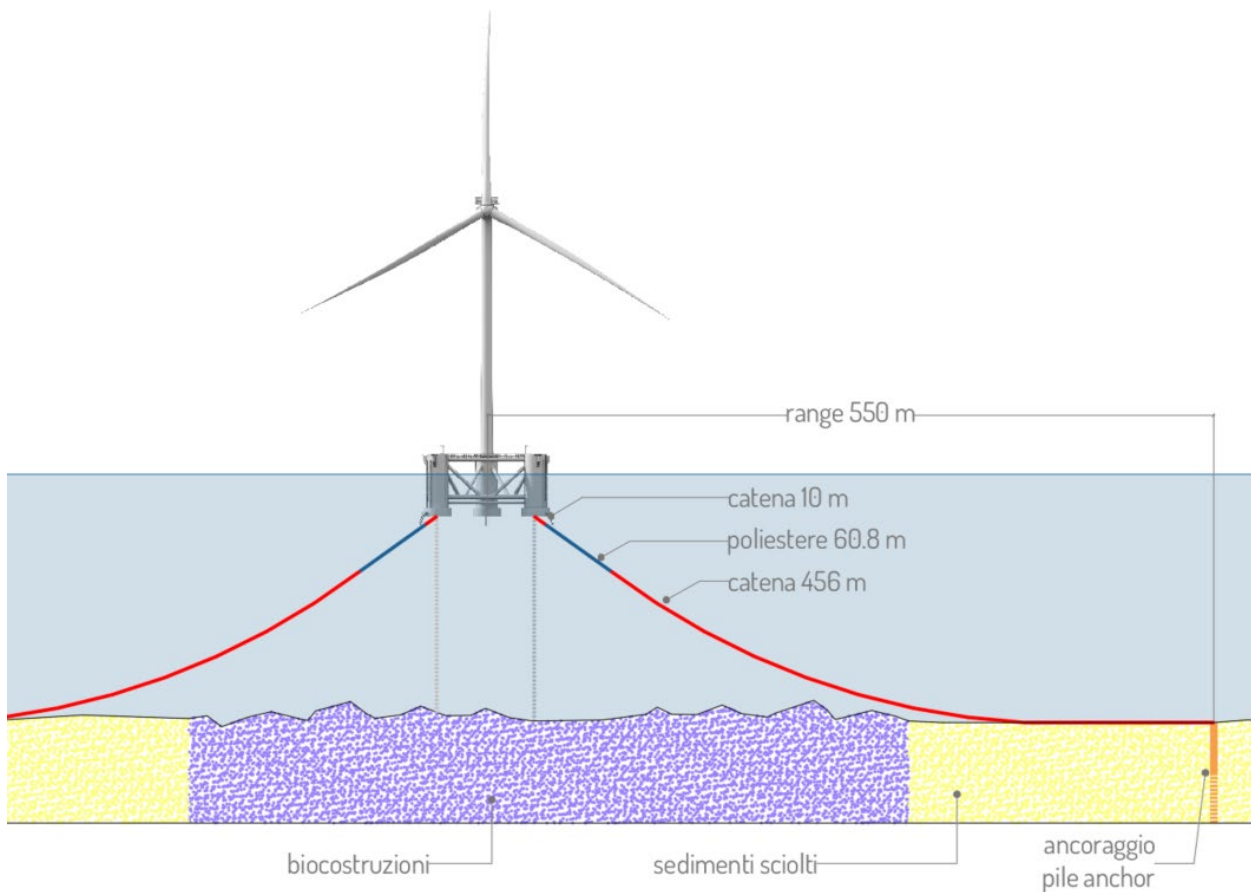
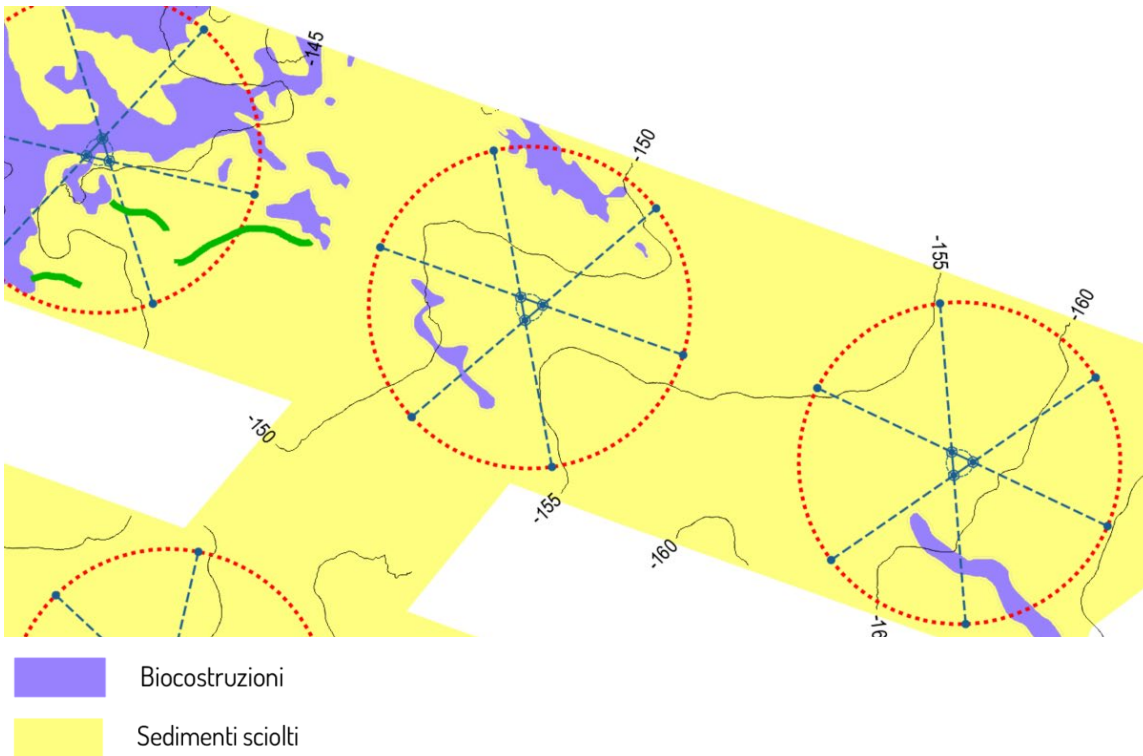
*Mosaico dati Side Scan Sonar: dettaglio della parte settentrionale dell'area Nord del campo. Si noti la presenza di oggetti sul fondo riconducibili alla presenza di biocostruzioni (freccie rosse)*

La presenza di zone caratterizzate da fondi molli rende tali aree compatibili con la presenza degli ancoraggi delle fondazioni flottanti e degli ormeggi semi-tesi con comportamento a catenaria precedentemente descritti. Tuttavia, soprattutto nelle aree a nord nord est, si è provveduto a individuare un posizionamento degli ancoraggi che tenga conto delle biocostruzioni presenti. Considerando il range di distanza consentito dalla tipologia di ormeggio e nell'attesa del posizionamento esecutivo degli ancoraggi, sono state individuate delle circonferenze di 20 metri di diametro. Si rimanda all'elaborato "T.3.2 Ancoraggi e ormeggi – schema di posizionamento" per maggiori approfondimenti.



### *Range di posizionamento degli ancoraggi*

Lo studio di posizionamento condotto ha lo scopo di dimostrare che è possibile un posizionamento degli ancoraggi e degli ormeggi che preservi il più possibile le biocostruzioni, consentendo la miglior tutela degli strati esistenti.



Posizionamento delle linee di ormeggio e degli ancoraggi tavola T.3.2

## 7.5 LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA SU PIATTAFORMA

Di seguito si riporta una descrizione sintetica delle opere rinviando ogni informazione tecnica di dettaglio agli elaborati contenuti nella sezione di progetto denominata 4. SOTTOSTAZIONI DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE a cura di ESE e TECON srl.

### 7.5.1 Descrizione della struttura

Il campo eolico di Barium Bay include n°2 sottostazioni offshore, che si presentano strutturalmente simili. La profondità d'acqua al sito di installazione della Sottostazione 1 è di 130m, mentre al sito della Sottostazione 2 è 150m.

Le strutture delle sottostazioni offshore sono di tipo fisso e sono composte dai seguenti componenti:

- sottostruttura (Jacket);
- pali di fondazione;
- sovrastruttura (Topsides).

Il Jacket è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 4 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale -130m / -150m, a elevazione +13.3m sul livello del mare. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali e 5/6 piani orizzontali con distanza di interpiano variabile tra 25m e 30m.

I J-tubes sono tubi in acciaio che forniscono guida e protezione meccanica per i cavi sottomarini in risalita dal fondale, che sono contenuti al loro interno. I cavi entrano attraverso la campana predisposta sul fondo (bellmouth) e sono guidati fino a raggiungere il cable deck (+16.0m), piano a cui si trovano i sistemi di sospensione (hang-off). All'interno della struttura del Jacket sono presenti otto J-tube di import da 16" e i J-tube di export da 24" (nr.3 in Sottostazione 1 e nr.1 in Sottostazione 2).

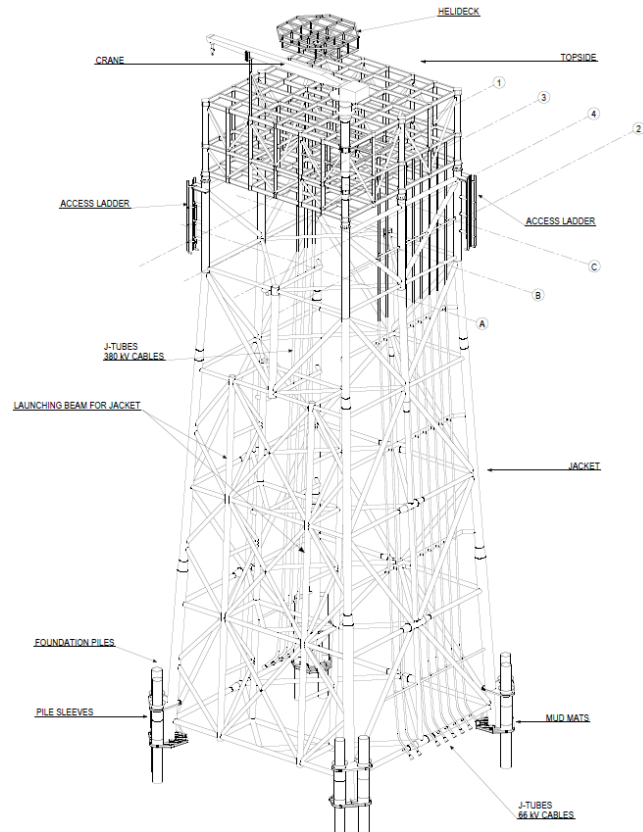
La piattaforma è dotata di due attracchi disposti sulle due gambe del Jacket lato est per consentire l'accesso dal mare tramite Crew Transfer Vessel (CTV). Gli attracchi sono fissati alla struttura principale e pertanto saranno installati insieme al Jacket.

La struttura del Jacket è ancorata al fondale mediante pali di fondazione di tipo 'skirt piles', posizionati ai quattro angoli. I pali sono infissi nel terreno a mezzo battitura (con battipalo idraulico subacqueo) attraverso delle opportune guide (pile sleeves) saldamente connesse alla base del jacket. Una volta raggiunta l'infissione di progetto, i pali saranno collegati al Jacket pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida con apposito sistema di iniezione.

Il Topsides è una struttura tralicciata a 4 livelli, al cui interno si trovano tutte le apparecchiature elettriche, gli impianti e il modulo alloggi.

I principali livelli previsti sono (quote rispetto al livello del mare):

- Livello 1 – el +16.0m - Cable deck e Main deck: piano a cui arriva la sommità dei J-tube, dedicato a fornire adeguata portata e spazio per i sistemi di pulling e per il routing dei cavi ai GIS 66kV e 380kV; e a cui si trovano main transformers e shunt reactors;

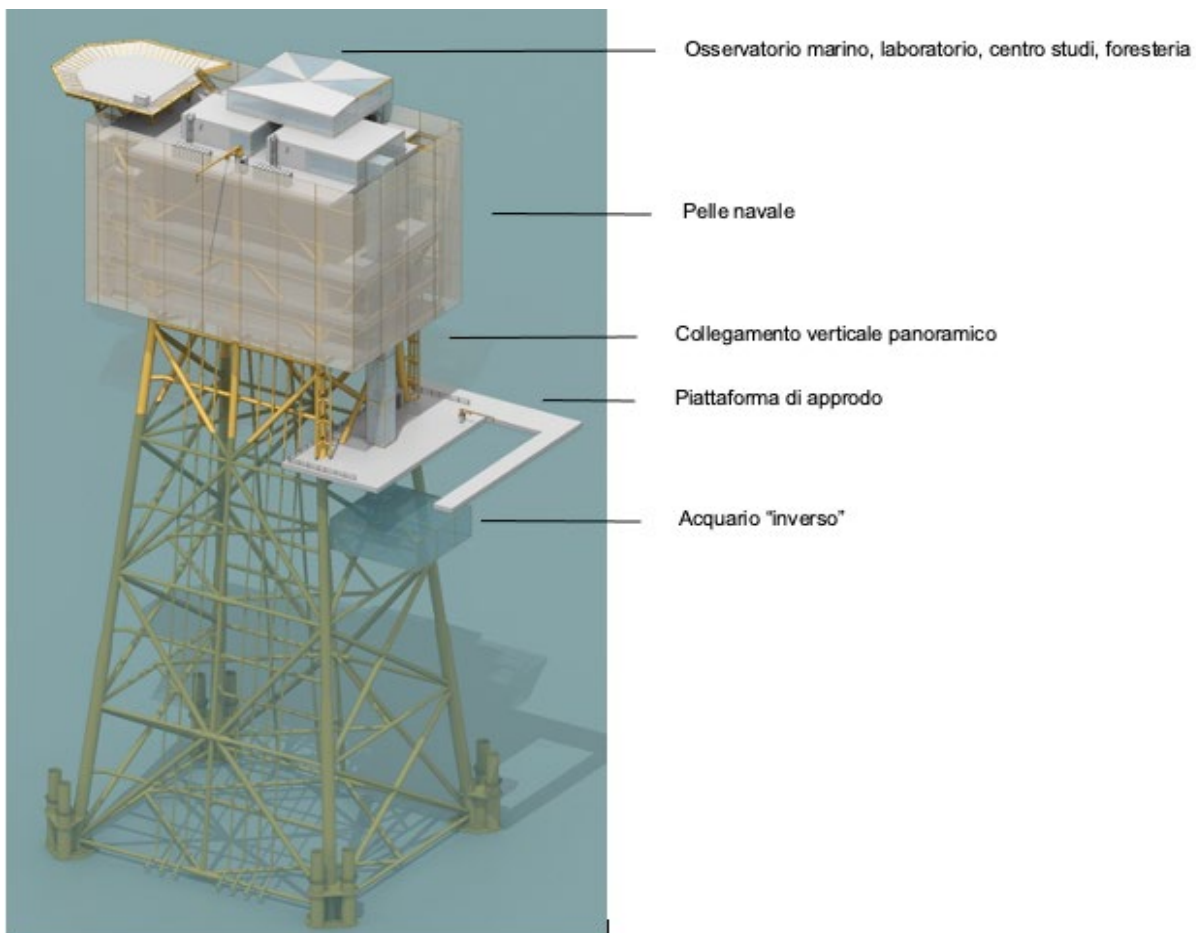


**Figura 7.11: struttura della stazione elettrica su piattaforma tipo fisso**

- Livello 2 - el. +23.0m – Utility deck: semi-piano a cui sono alloggiati i GIS 66kV, 380kV e le control rooms;
- Livello 3 - el. +28.6m – Accommodation: semi-piano intermedio per gli alloggi;
- Livello 4 - el. +34.0m - Weather deck: copertura di capacità portante adeguata al carico e la movimentazione di attrezzature, che alloggia i cooler dei main transformers/shunt reactors e i generatori diesel
- Livello 5 - el.+37.0m - Helideck: piano di appontaggio per elicotteri.

Come riferito nell'ambito della relazione sugli interventi di compensazione (cfr R.6.1), si è pensato re-immaginare il ruolo della sottostazione, da semplice edificio tecnico a servizio del parco eolico a struttura multimodale:

- una struttura esteticamente attraente, in armonia con il concetto di "seascape" del quale si è fatto cenno in precedenza, realizzata con soluzioni architettoniche stilisticamente moderne e con materiali all'avanguardia;
- la sottostazione sarà visitabile da studenti e turisti grazie a tour in catamarano analoghi a quelli effettuati da Jonian Dolphin nel Golfo di Taranto;
- i ricercatori e gli scienziati del mare potranno utilizzarla come base per le proprie attività scientifiche e per le campagne di ricerca;
- si potrebbe realizzare un vano sottomarino, realizzato con pareti trasparenti, grazie al quale gli avventori possono letteralmente passeggiare sotto il livello del mare, una sorta di "acquario inverso" nel quale ad essere osservati dall'eventuale fauna marina sono le persone.



Il concept architettonico ipotizzato per funzionalizzare la sottostazione prende spunto dall'architettura navale contemporanea e immagina la sottostazione come un oggetto marino, identificabile e moderno, non privandola però del suo aspetto industriale e di infrastruttura energetica.

Non si vuole, in altre parole, far somigliare l'oggetto a qualcosa che non è (una nave, un "disco volante" o un castello), ma dotarlo di un'immagine architettonica sincera e valida che possa comprendere e suggerire, oltre alla funzione di sottostazione marina, l'utilizzo come avamposto visitabile, centro studi, luogo esperienziale.

La prima azione messa in atto sulla struttura che contiene le apparecchiature elettriche è stata quella di dare un senso architettonico al suo involucro protettivo: semplicemente alla pannellatura metallica che riveste gli spazi dedicati alle control room e alle apparecchiature elettriche è stata aggiunta, una "pelle" in tessuto metallico inossidabile, con la funzione di fornire all'oggetto un "carattere" e separare gli spazi tecnici dalle funzioni abitate.

Con l'idea di apporre la "pelle" in tessuto metallico, si vuol conferire alla sottostazione:

- un gioco di ombre cangiante nell'arco della giornata,
- un elemento trasparente all'aria per le sezioni che necessitano di raffreddamento come trasformatori e radiatori,
- Un parziale schermo visivo della parte tecnica in linea con l'accessibilità della struttura.

La funzionalizzazione ipotizzata prevede l'inserimento di spazi aggiunti e abitati nell'oggetto marino. Consentire la visibilità e abitabilità di un oggetto lontano diverse miglia dalla costa ispira ragionamenti architettonici e strutturali forti, ipotizzati in questa fase al fine di gettarne le basi e consentirne lo sviluppo dettagliato nel progetto esecutivo e nella realizzazione.

La piattaforma di ormeggio, ancorata alla struttura dei piloni, consente alle gite in catamarano dalla costa di attraccare in sicurezza. Per accedere ai luoghi di visita si prevede di aggiungere un collegamento verticale, panoramico e veloce.

L'acquario "inverso" è pensato come una scatola vetrata di forma organica situata sotto il livello del mare, che permetta - in modo inverso e invertibile - alla fauna marina di vedere l'uomo e all'uomo di godere in modo sicuro della biodiversità presente e ricreata nel parco eolico grazie all'inibizione della navigazione.

Il centro studi è un luogo protetto, situato sulla copertura della sottostazione, accessibile dal collegamento verticale o più velocemente dalla piattaforma elicotteri.

La "pelle navale" protegge gli spazi visitabili dedicati ad attività scientifiche: un laboratorio, un "museo marino" e una foresteria che consenta agli scienziati di svolgere in sicurezza e comodità lunghi periodi di osservazione in mare. Dai volumi poggiati all'altezza della copertura è possibile accedere all'osservatorio marino, pensato come un volume "tagliato" a mo' di origami e dotato di grandi vetrate continue che non interrompano la continuità cielo mare. Oltre a fornire un avamposto straordinario per l'osservazione della biodiversità avifaunistica, lo spazio polifunzionale può essere adibito a struttura didattica o conference room.

## 7.5.2 Dimensioni e pesi

Dimensioni e peso	Sottostazione 1	Sottostazione 2
<b>Jackets</b>		
Altezza	143.3m (da -130m a +13.3m da livello mare)	183.3m (da -150m a +13.3m da livello mare)
Ingombro complessivo alla base	66 m x 66 m	68 m x 68 m
Interasse gambe in testa al Jacket	42 m x 42m	42 m x 42m
Interasse gambe sul fondale	54 m x 54 m	56 m x 56 m
N. di piani orizzontali	5	6
Elevazione piani orizzontali	el.-9.0m, -35.0m, -65.0m, -95.0m, -125.0m	el.-9.0m, -36.0m, -63.0m, -90.0m, -117.0m, -145.0m



Peso stimato	7000t	8100t
<b>Pali di fondazione</b>		
Nr pali per gamba	2/3	2/3
Nr pali totale	8/12	8/12
diametro	2000 mm - 2500 mm	2000 mm - 2500 mm
lunghezza	120 m infissi per 100 m	120 m infissi per 100 m
peso complessivo	3500 t (8pali) / 5400 t (12pali)	3500 t (8pali) / 5400 t (12pali)
<b>Topsides</b>		
Ingombro massimo previsto:	L=53.0 m, B=53.0 m, H=24.0m	L=53.0 m, B=53.0 m, H=24.0m
Interasse colonne principali:	42.0 m x 42.0m	42.0 m x 42.0m
N. di piani di servizio:	n.4 + n.1 eliporto	n.4 + n.1 eliporto
Elevazione piani di servizio dal livello mare:	+16m, +23m, +28.6m, +34m, +37m	+16m, +23m, +28.6m, +34m, +37m
Peso previsto al sollevamento:	5000 t	5000 t

### 7.5.3 Configurazione impiantistica e componenti principali

Le sottostazioni elettriche offshore in oggetto convogliano la potenza prodotta dall'impianto eolico verso terra. Entrambe le sottostazioni raccolgono la potenza di n°37 turbine, raggruppate in n°8 stringhe collegate tramite cavi dinamici sottomarini a 66kV agli stalli del GIS 66kV presenti nella sottostazione elettrica offshore. Ogni sottostazione innalza il livello di tensione da 66kV a 380kV tramite n°2 trasformatori di potenza nominale pari a 330MVA.

Il GIS 66kV presente all'interno della Sottostazione 1 risulta identico al GIS 66kV presente all'interno della Sottostazione 2.

Il GIS 380kV presente all'interno della Sottostazione 1 risulta invece diverso rispetto al GIS 380kV presente all'interno della Sottostazione 2, più precisamente:

- Sottostazione 1
  - o GIS 380kV con due semisbarre, denominate sbarra 1A e sbarra 1B, dove la sbarra 1A è responsabile del collegamento della linea L1 alla stazione RTN, mentre la sbarra 1B è responsabile del collegamento della linea L2 alla stazione RTN e del collegamento della linea L3, in arrivo dal GIS 380kV della Sottostazione 2. Le sbarre 1A e 1B sono interconnesse tramite congiuntore normalmente aperto.
- Sottostazione 2
  - o GIS 380kV con singola sbarra, denominata 2A, è responsabile del collegamento al GIS 380kV della Sottostazione 1.

Ogni sottostazione offshore è alimentata dal parco eolico offshore tramite n°8 cavi sottomarini.

Il GIS 66kV, identico per ciascuna sottostazione, è formato da:

- n°8 stalli (baie) in ingresso dal parco eolico;
- n°2 stalli (baie) per alimentazione dei n°2 trasformatori ausiliari utili all'alimentazione degli ausiliari di impianto;
- n°2 stalli collegati ai trasformatori da 330MVA per innalzare il livello di tensione a 380kV;
- il sistema è diviso in due semisbarre collegate tramite un congiuntore normalmente aperto. Ogni semisbarra è equipaggiata con trasformatore di tensione e sezionatore di messa a terra ad alta velocità.

Il GIS 380 kV della Sottostazione 1 comprende n°6 baie che permettono il:

- collegamento tramite n°2 cavi sottomarini alla sottostazione onshore per l'esportazione dell'energia prodotta dall'impianto eolico;
- collegamento ai n°2 trasformatori innalzatori 66/380kV;

- collegamento tramite n°1 cavo sottomarino per l'allacciamento al GIS 380kV della Sottostazione 2;
- collegamento tra le due semisbarre;
- collegamento dei n°2 Reattori Shunt da 300 MVA ciascuno, previsti per la compensazione dell'energia capacitiva dovuta al collegamento in cavo sottomarino.

Il GIS 380 kV della Sottostazione 2 comprende n°3 baie, nello specifico:

- collegamento tramite n°1 cavo sottomarino per l'allacciamento al GIS 380kV della Sottostazione 1;
- collegamento ai n°2 trasformatori innalzatori 66/380kV;
- collegamento dei n°2 Reattori Shunt da 350 MVA ciascuno, previsti per la compensazione dell'energia capacitiva dovuta al collegamento in cavo sottomarino.

Per ciascuna sottostazione, dagli stalli dei trasformatori abbassatori del GIS 66kV, l'energia è distribuita agli ausiliari di sottostazione tramite n°2 trasformatori AT/BT. Ogni trasformatore si collega al quadro principale di Bassa Tensione che alimenta a sua volta gli ausiliari di impianto.

Per ciascuna sottostazione, il sistema in BT è caratterizzato da:

- n°1 quadro di Bassa Tensione a 400 V per l'alimentazione dei sottoquadri ausiliari. Il quadro è diviso in n°3 semisbarre con due interruttori di accoppiamento sbarre automatico (ATS). Il quadro è normalmente alimentato dai due trasformatori ausiliari ed in caso di emergenza da n°2 generatori diesel;
- Sistema in corrente continua (DC UPS);
- gruppo di continuità in corrente alternata (AC UPS).

In aggiunta a quanto sopra, saranno previsti tutti i sistemi ausiliari d'impianto, necessari al corretto funzionamento della sottostazione

## 7.6 CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA - CARATTERISTICHE

I cavi di collegamento e trasporto dell'energia previsti dal progetto, possono essere raggruppati per tipologia come di seguito elencato:

- cavi marini dinamici 66 kV in CA di collegamento tra le turbine e la Stazione Elettrica off-shore;
- cavo marino a 380 kV AC di collegamento tra le Stazioni Elettriche off-shore e tra la Stazioni Elettriche off-shore nr.1 e il punto di approdo/giunzione a terra;
- cavo terrestre a 380 kV tra il punto di approdo/giunzione a terra e il punto di inserimento sugli stalli AAT a 380 kV della Nuova Stazione RTN di Barletta.

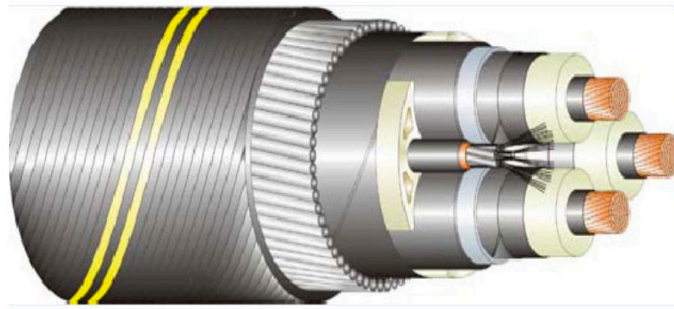
### 7.6.1 Cavi marini a 66 kV in CA

La tensione nominale di esercizio di ciascuna delle 16 linee sarà 66 kV in corrente alternata, per una corrente nominale totale per singolo gruppo di circa 657 A.

Il cavo scelto sarà del tipo tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio. Verranno utilizzate due sezioni tipo così configurate:

	Sezione 1	Sezione 2
Potenza massima	30 MW	75 MW
Tensione nominale:	66 kV	66 kV
Frequenza nominale:	50 Hz	50 Hz
Formazione:	3x120mm <sup>2</sup>	3x800mm <sup>2</sup>
Tipo di conduttore:	Rame	Rame
Isolamento:	XLPE	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	72 kV	72 kV
Diametro esterno massimo:	149 mm	199 mm

All'interno della riunione del cavo, protetto da idoneo setto separatore, sarà presente un cavo in fibra ottica, a 24 fibre utile per il sistema di supervisione e controllo degli aerogeneratori.



*Figura 7.12: particolare di un cavo marino tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio*

Per permettere il collegamento dei cavi alle piattaforme flottanti si dovranno utilizzare cavi elettrici capaci di assecondare i movimenti della struttura galleggiante. Si utilizzeranno pertanto cavi dinamici, caratterizzati, cioè, da un'elevata resistenza alla fatica e progettati per resistere a continui movimenti di flessione e al carico di trazione generati dal moto ondoso e dal moto delle strutture sostegno a cui sono connessi.

#### **7.6.2 Cavo marino a 380 kV in CA**

L'impianto eolico offshore sarà connesso alla RTN con connessione in singola antenna sulla Stazione Elettrica di Brindisi. Si dovrà pertanto realizzare un cavidotto di vettoriamento posando una linea in cavo per il trasferimento dell'energia prodotta a terra. La tensione nominale di esercizio del cavo di connessione sarà a 380 kV in corrente alternata, per una corrente nominale totale di impianto di circa 900 A.

Il cavo scelto sarà del tipo tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

- |   |        |
|---|--------|
| - Tensione nominale:                        | 380 kV |
| - Frequenza nominale:                       | 50 Hz  |
| - Formazione:                               | 3x800  |
| - Tipo di conduttore:                       | Rame   |
| - Isolamento:                               | XLPE   |
| - Tensione massima permanente di esercizio: | 420 kV |
| - Diametro esterno massimo:                 | 270 mm |

All'interno della riunione del cavo, protetto da idoneo setto separatore, sarà presente un cavo in fibra ottica, a 24 fibre utile per il sistema di supervisione e controllo.



*Figura 7.13: sezione di un cavo marino tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio*

### 7.6.3 Cavo terrestre a 380 kV in CA

In corrispondenza del punto di approdo sarà realizzata una vasca giunti, all'interno della quale si realizza la transizione da cavo marino a cavo terrestre. L'elettrodotto proseguirà quindi in cavo interrato per circa 1,9 km fino alla nuova stazione elettrica RTN di Barletta.

La tensione nominale di esercizio del cavo di connessione sarà a 380 kV in corrente alternata, per una corrente nominale totale di produzione di circa 900 A.

Il cavo scelto per il tratto su terra ferma sarà del tipo unipolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	400 kV (380 kV)
Frequenza nominale:	50 Hz
Formazione:	3x1x1600
Tipo di conduttore:	Rame
Isolamento:	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	420 kV
Diametro esterno massimo singolo cavo:	150 mm

### 7.7 LE OPERE DI RETE – LA STAZIONE ELETTRICA

È stata progettata una Stazione Elettrica RTN a 380 kV ubicata nei pressi del punto di sbarco a terra dell'elettrodotto marino di connessione dell'impianto eolico offshore sulla base delle specifiche contenute nella STMG e degli standard tecnici di TERNA. Trattandosi di un'opera elettrica da realizzarsi in prossimità della costa si è scelto di proporre la realizzazione dell'opera con Sistema di Isolamento in Gas SF6 (GIS) individuando un sito idoneo all'interno dell'area industriale a sud est dell'abitato di Barletta.

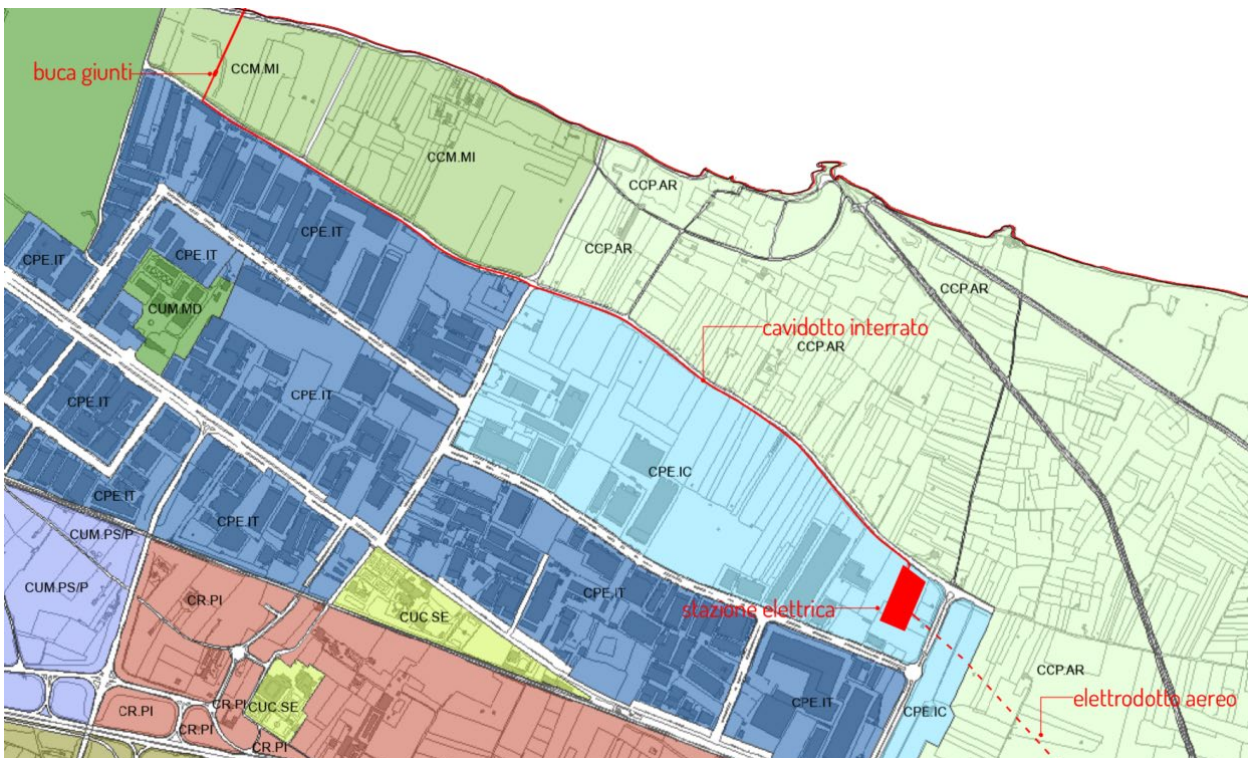


Figura 7.14: Nuova stazione elettrica (in blu) inquadramento urbanistico

Nella nuova infrastruttura di rete saranno previsti gli spazi per 10 stalli linea in GIS 420 kV oltre al congiuntore sbarre in configurazione a doppia sbarra con le singole fasi isolate singolarmente.

Nella configurazione attuale avremo una stazione AT in accordo alla specifica ING GIS e successive revisioni del gestore di rete.

La Stazione Elettrica avrà la seguente consistenza:

- Nr. 4 stalli per la configurazione Entra Esci delle linee di alimentazione RTN direttamente connesse mediante condotti sbarre ai passanti Gas-Aria che verranno posizionati nelle vicinanze dei portali di ammarro linea.
- Nr. 4 stalli con terminazioni cavo necessari ad alimentare gli utenti connessi.
- Nr.1 stallo per il congiuntore di sbarra SBA-SBB
- Nr.2 stalli disponibili per un possibile futuro ampliamento di stazione.
- Armadi di montante e relativi circuiti di comando e controllo;
- Sistema rilevazione scariche parziali
- Sistema di sorveglianza e rilevatori d'arco.
- Sistema di comando controllo e protezione
- sistemi ridonati di alimentazione servizi ausiliari CA e CC

Gli stalli della stazione blindata saranno dotati dei seguenti apparati:

- sezionatore di linea e di sbarra
- sezionatore di terra
- sezionatore di terra rapido con potere di stabilimento di correnti di corto circuito
- isolatori passanti unipolari SF6/aria
- giunti i di dilatazione;
- tratti di sbarre unipolari/tripolari;
- interruttori
- trasformatori toroidali di corrente a 3 nuclei;
- trasformatori unipolari di tensione (opzionali sui montanti di uscita);
- scaricatori unipolari;
- dispositivi rilevatori d'arco e relativi sensori;
- sistema di monitoraggio;
- dispositivi di sincronizzazione interruttori;
- cassette raccolta cavi TA e TV.

La corrente di cortocircuito della stazione sarà 63KA e corrente nominale per componenti 3150/4000A.

Per ubicare la Stazione Elettrica è stato selezionato un sito posto all'interno di una zona industriale a est di Barletta. Si tratta di un'area priva di vincoli di estensione pari a circa 7540 m<sup>2</sup> sulla via Altiero Spinelli, ampia strada comunale che si immette su via Trani e quindi sulla SS16, asse viario principale.

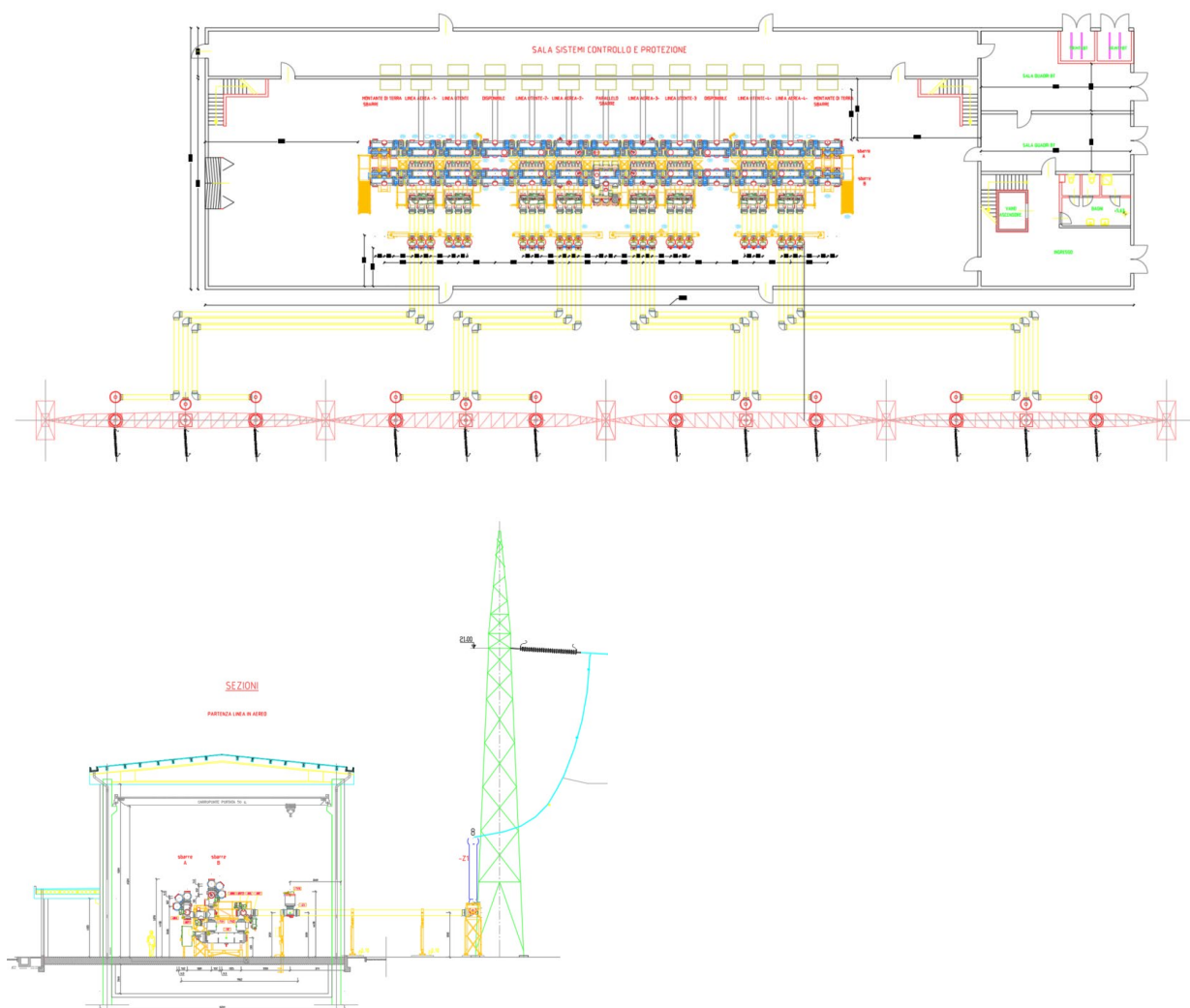
Sull'area scelta sarà ubicato un edificio principale su due piani a pianta rettangolare di 72,9 x 20,5 m e alto 12,8 metri dove allocare le opere elettromeccaniche di Stazione e un dell'Edificio Consegna M.T. e TLC posizionato lungo il perimetro in prossimità del cancello di ingresso. Di fronte al capannone si prevede la realizzazione di 4 portali di ammarro linea alti 21 metri per la connessione in Entra esce alle linee RTN a 380 kV "Andria –

Brindisi Sud” e “Foggia – Palo del Colle”. Come indicato, le connessioni tra stazione blindata e linee RTN verranno eseguite con condotti sbarra isolati in SF6 tali da non creare riduzioni di portate agli elettrodotti menzionati.

La nuova Stazione Elettrica sarà dotata di impianto di messa a terra in accordo alle specifiche del cliente e dal sistema antintrusione.

Si prevede, inoltre, la realizzazione della rete di smaltimento acque bianche e nere. Sarà realizzata una rete superficiale di raccolta delle acque meteoriche, costituita da pozzetti in cls prefabbricati muniti di caditoie o coperture in ghisa, tubazioni preferibilmente in PVC serie pesante adeguatamente rinfiancate in cls. Le reti di scarico delle acque piovane saranno in grado di convogliare con regolarità e sicurezza, senza entrare in pressione, le portate in esse defluenti nelle peggiori condizioni in relazione alle caratteristiche pluviometriche del sito; attualmente si ipotizza di canalizzare le acque meteoriche verso la rete di fogna bianca della zona industriale ove è allocata la nuova Stazione Elettrica

Benché la sottostazione sia allocata all’interno di edifici in cemento armato, tutta l’area esterna verrà recintata mediante la posa in opera di elementi prefabbricati di altezza non inferiore a 2,5 metri, verranno inoltre previsti e posizionati cancelli carrai e pedonali per l’ingresso di mezzi e personale.



**Figura 7.15: La nuova stazione elettrica, planimetria e sezioni dell’edificio principale**

## 7.8 LE OPERE DI RETE – GLI ELETTRODOTTI AEREI

Come previsto dalla STMG la nuova Stazione Elettrica dovrà essere collegata in entra-esce alle due linee RTN 380 kV “Andria – Brindisi Sud” e “Foggia – Palo del Colle”. A tale scopo si ipotizza di realizzare i due elettrodotti utilizzando principalmente sostegni di tipologia tubolare monostelo doppia terna in grado di

trasportare, su un unico sostegno, la doppia linea in semplice terna necessaria per realizzare l'entra esci in Stazione Elettrica.

Per identificare il corridoio per il passaggio degli elettrodotti si è utilizzata la Metodologia ERPA (Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione) selezionando un percorso che tenda ad evitare l'attraversamento di territori di pregio ambientale, paesaggistico e/o culturale, privilegiando per quanto possibile aree ad elevata attrazione per la realizzazione dell'intervento.

È stata individuata l'area di Intervento considerando una superficie triangolare avente vertice nel sito individuato per la realizzazione della nuova Stazione Elettrica (considerando un adeguato buffer) e lato opposto lungo le due linee RTN da intercettare. Nella definizione dell'area si è scelto di estendere lo studio ad una porzione di territorio sufficientemente ampia da consentire di aggirare l'area urbanizzata intorno al Comune di Andria includendo nello studio alcune porzioni di territorio ricadenti nei comuni di Canosa di Puglia e Corato attraversate dalle due linee RTN.



Area di Intervento

Per individuare i corridoi si utilizza una metodologia basata su sistemi GIS su cui vengono implementati gli stati informativi con la vincolistica, le infrastrutture e l'uso del suolo. I diversi strati vengono categorizzati secondo criteri di Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione.

All'interno della area di fattibilità sono stati individuati 2 Corridoi denominati Corridoio Est e Corridoio Ovest. I corridoi risultano sovrapposti nel tratto iniziale ed escludono sia il territorio prossimo all'abitato di Andria che tutta l'area a sud della cittadina data la presenza diffusa di aree perimetrate con criteri di esclusione difficilmente attraversabili.

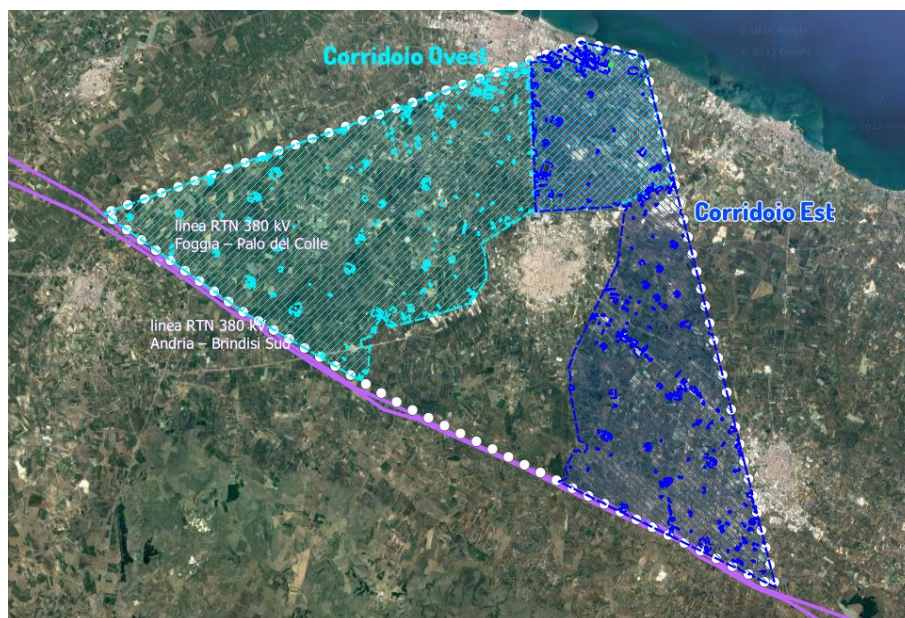


Figura 7.16:corridoi potenziali

Da una attenta disamina delle perimetrazioni dei tematismi riferiti ai criteri di repulsione e attrazione all'interno dei due corridoi si è ritenuto di minore impatto il corridoio Ovest e al suo interno è stato definito un tracciato ottimale per i due elettrodotti.



Figura 7.17 Tracciato degli elettrodotti

Tra le possibili soluzioni sono stati individuati i tracciati più funzionali, che tengano conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia.

Il percorso dell'elettrodotto è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n.1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:



- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione degli elettrodotti.

Inoltre, al fine di contenere ulteriormente l'impatto, è stata scelta la tipologia di sostegni tubolari monostelo caratterizzati da un ingombro alla base ridotto rispetto ai sostegni a traliccio tradizionali.

I Comuni interessati dal passaggio dell'elettrodotto sono Andria e Barletta mentre le opere attraversate sono rappresentate nell'elaborato grafico "T.5.7.1 Elettrodotto onshore aereo – Inquadramento".

I tracciati dei due nuovi elettrodotti proposti attraversano paralleli tra loro e ad una distanza minima di 55 m i territori di Barletta e Andria. Partendo dal sito ove è ubicata la nuova Stazione Elettrica RTN in GIS si allontanano dall'abitato di Barletta e attraversano nell'ordine le seguenti infrastrutture:

- la strada di collegamento Trani Barletta,
- la linea ferroviaria adriatica Milano Lecce
- la Strada Statale 16
- il canale denominato "Ciappetta Camaggi"

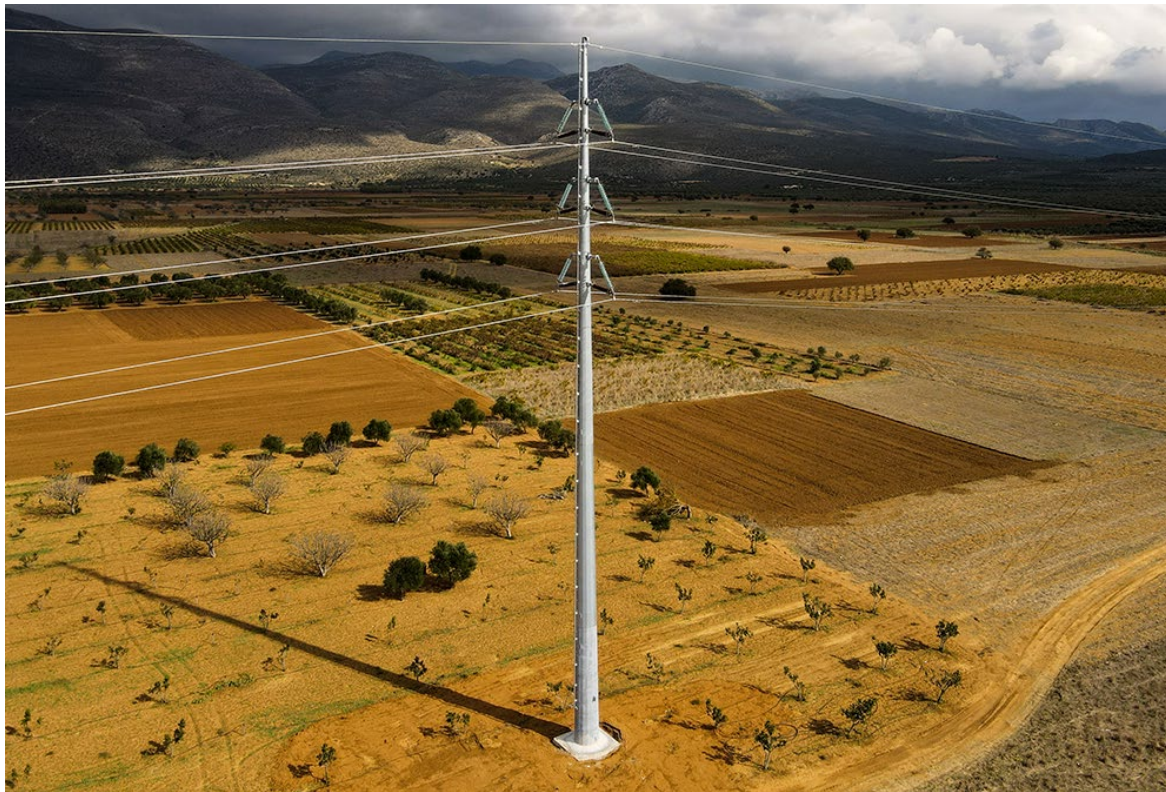
Superato il canale e le relative aree perimetrare nel PAI, i tracciati proseguono attraverso un'area agricola con mosaico misto di vigneti e oliveti fino a raggiungere e intersecare alcune tratte di linee aeree RTN 150 kV a circa 3 km a nord dell'abitato di Andria. In prossimità del punto di confine tra i territori comunali di Andria, Barletta e Trani i due elettrodotti proseguono verso ovest in affiancamento ad alcune linee RTN 150 kV e poi, dopo aver attraversato la SP 189 e una linea ferroviaria, procedono in affiancamento al tracciato autostradale fino a riconnettersi alla rete RTN 380 kV.

Il primo tratto compreso tra le aree urbanizzate di Barletta e Andria è densamente infrastrutturato e pertanto le difficoltà maggiori riguardano proprio l'attraversamento degli assi stradali principali contornati da aree edificate.

L'area ad ovest di Andria è invece scarsamente abitata e le criticità più rilevanti sono rappresentate dalla presenza diffusa dei vigneti, dal reticolo idrografico e dai tratturi denominati Regio Tratturo Grumo Barletta e tratturello Via Traiana. Per limitare gli impatti paesaggistici dell'opera si è pertanto scelto di seguire i tracciati delle infrastrutture presenti.

Le caratteristiche tecniche dei due elettrodotti sono presentate in dettaglio nell'elaborato "R.5.1 Relazione Tecnica opere elettriche e di connessione"

Per quanto riguarda la soluzione tecnologia, gli elettrodotti aerei saranno realizzati adottando esclusivamente sostegni del tipo a doppia terna monostelo invece dei classici tralicci.



Il monostelo è un sostegno tubolare che permette di ridurre sia l'impatto visivo, essendo più sottile, sia il campo elettromagnetico, grazie alla ridotta distanza tra i conduttori nelle tre fasi. Permettono di ridurre di 15 volte l'area di occupazione al suolo rispetto ai vecchi tralicci tradizionali, passando così da 150 mq di un traliccio tronco-piramidale ai 10mq del nuovo. Tra le caratteristiche dei monostelo c'è inoltre la velocità del montaggio: il tempo per la sua installazione è di oltre 10 volte minore rispetto al traliccio tradizionale (poche ore contro una media di 5 giornate).

Inoltre, come già fatto lungo la A7, sarà possibile installare nel tratto in affiancamento alla A14 una nuova particolare tipologia di tralicci monostelo: realizzati in lamiera tagliata al laser e piegata a freddo e prodotti dalla Tecnopali, i piloni "Rosental-Dutton", molto apprezzati per la loro capacità di integrarsi con il contesto.



## 8 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE

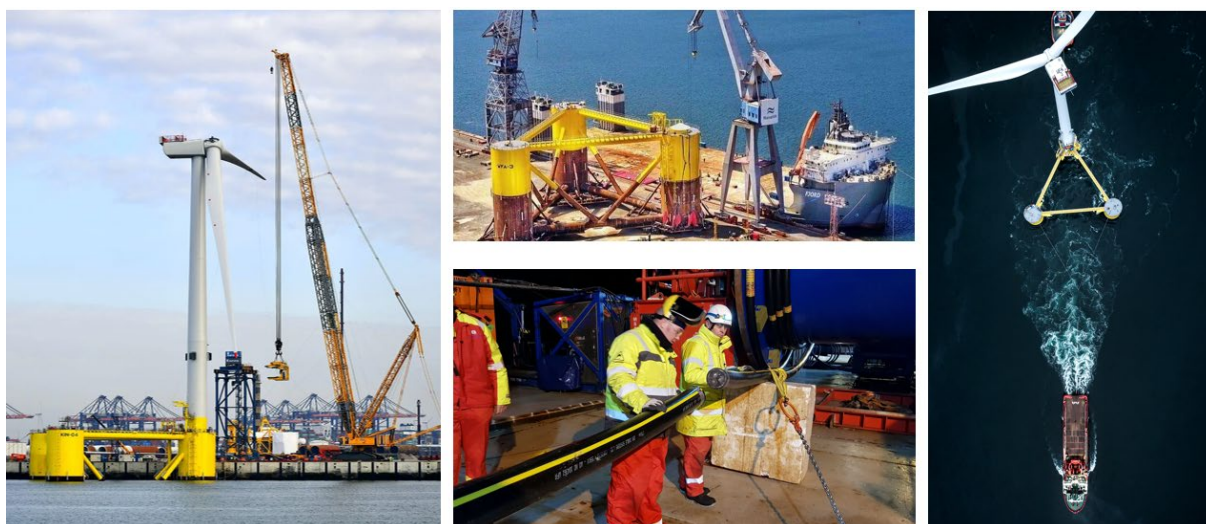
La descrizione delle modalità di costruzione, manutenzione e dismissione dell'impianto è fornita negli elaborati del capitolo 7 del progetto ed in particolare nella Relazione generale R.7.1 a cui si rinvia per ogni dettaglio.

### 8.1 FONDAZIONI FLOTTANTI

Le piattaforme semisommersibili sono realizzate integralmente a terra, dove viene eseguita anche l'erection dell'aerogeneratore, per poi essere trasportate in galleggiamento, mediante rimorchiatori, nel sito di installazione.

Normalmente, per queste strutture è possibile definire due possibili scenari di assemblaggio:

- Fabbricazione in un unico sito: sono ovviamente richieste aree di cantiere molto ampie, nelle quali è necessario organizzare tutta la filiera per la costruzione, assemblaggio e stoccaggio. Si tratta in sostanza di progettare un vero e proprio stabilimento in grado di produrre centinaia di tonnellate al giorno di acciaio, richiedendo occupazione di spazi difficilmente disponibili nelle aree portuali. Di seguito una immagine di un cantiere con tre unità in parallelo.



*Figura 8.1: installazione degli aerogeneratori e delle fondazioni flottanti*

- Fabbricazione modulare: il floater può essere realizzato assemblando moduli fabbricati separatamente da più imprese locali, consentendo di massimizzare la produttività e minimizzare le superfici impegnate in area portuale. Il floater è suddivisibile in tre macro-componenti: le colonne, le travi reticolari, le piastre di base (water entrapment plate).

### 8.2 INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE

L'installazione dell'aerogeneratore sul floater dovrebbe avvenire il più vicino possibile all'area del parco eolico per ridurre al minimo i rischi e i ritardi nella messa in posizione della piattaforma a causa della disponibilità di finestre meteorologiche adeguate. Le operazioni di erection sono quelle che richiedono i requisiti più stringenti all'infrastruttura portuale (es. banchina in acque profonde, elevata capacità portante), limitando le opzioni disponibili. Possono essere adottati diversi metodi di installazione:

- Installazione in banchina mediante gru a terra
- Installazione in banchina mediante gru a terra in aree con basso pescaggio:
- Installazione in banchina mediante gru a terra con piattaforma poggiata sul fondale
- Installazione in posizione riparata vicino alla costa

Una volta installato l'aerogeneratore, sono necessarie una serie di attività prima del traino della piattaforma nella posizione di esercizio. Queste attività includono il pre-commissioning della WTG, così come lo

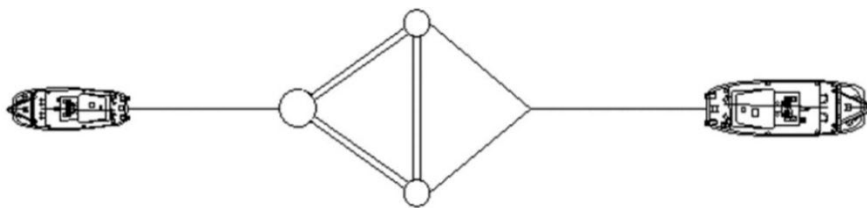
zavorramento della piattaforma fino alla sua posizione operativa. La piattaforma viene sganciata dalla banchina e una volta che la piattaforma si trova in acque più profonde, viene effettuato lo zavorramento per raggiungere il pescaggio operativo della piattaforma.

A quel punto, individuata una finestra meteorologica adatta, sarà avviato il traino della piattaforma verso la sua posizione di progetto. Le operazioni di traino vengono eseguite collegando un rimorchiatore offshore alla colonne 2 e 3 tramite una briglia. La velocità di traino deve essere limitata a 3,0 nodi e ridotta in caso di maltempo.



**Figura 8.2: Configurazione traino**

All'arrivo in posizione, l'assistente rimorchiatore recupererà la cima di alaggio di emergenza già collegata alla Colonna 1 per posizionare con precisione la piattaforma durante le operazioni di ormeggio, come nella figura seguente.



**Figura 8.3: Configurazione del collegamento della linea di ormeggio**

La metodologia di connessione dipenderà dal tipo di connettore di ormeggio della piattaforma. Il metodo di connessione preferito è un connettore "plug and play" scollegabile che consente di recuperare la cima di ormeggio dal fondo del mare, tirarla dentro e collegarla immediatamente, diventando sicura contro le tempeste nel più breve tempo possibile.

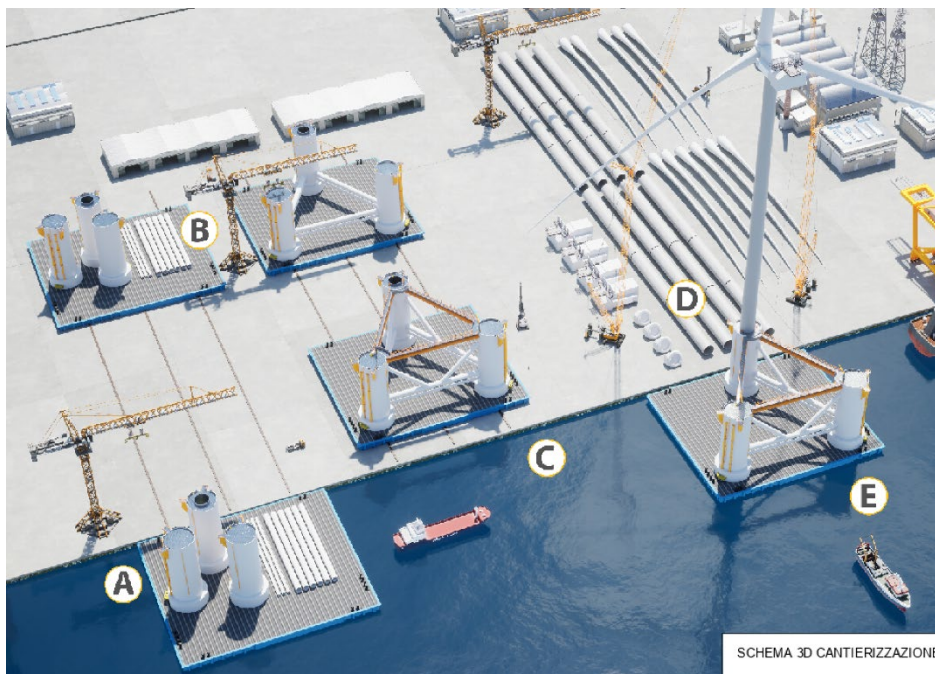
### **8.3 CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE**

Per poter realizzare un parco eolico come quello in esame in tempi ragionevoli, è necessario disporre di una filiera di produzione in grado di assemblare un floater ogni due settimane: per conseguire tale obiettivo dovrebbero essere previste almeno 4 linee in parallelo. Per la successiva integrazione dell'aerogeneratore la soluzione ideale sarebbe, come riportato sopra, quella di disporre di aree utili il più vicino possibile al sito di installazione finale. Vista la dimensione delle opere da realizzare e il numero degli aerogeneratori (35) sarà probabilmente necessario fare affidamento su più infrastrutture portuali, magari gestendo diverse funzioni.

In definitiva le caratteristiche base che devono avere le infrastrutture portuali sono:

- Lunghezza banchina: > 250 m
- Pescaggio: > 12 m
- Spazi adeguati allo stoccaggio e l'installazione dei componenti: circa 1,5 ha per ciascun floater
- Capacità portante della banchina: > 15 t/mq
- Compatibilità con la gestione dello spazio aereo

Di seguito si riporta la schematizzazione di un cantiere tipologico con 2 linee in parallelo e l'area attrezzata per l'integrazione dell'aerogeneratore.



#### TEMPI CANTIERIZZAZIONE

- A. trasporto e carico sul pontile delle componenti
- B. assemblaggio floater
- C. posa del floater su piattaforma galleggiante semissommersibile
- D. assemblaggio del generatore sul floater
- E. immersione della piattaforma e rimorchio del generatore completo di floater verso il sito d'installazione

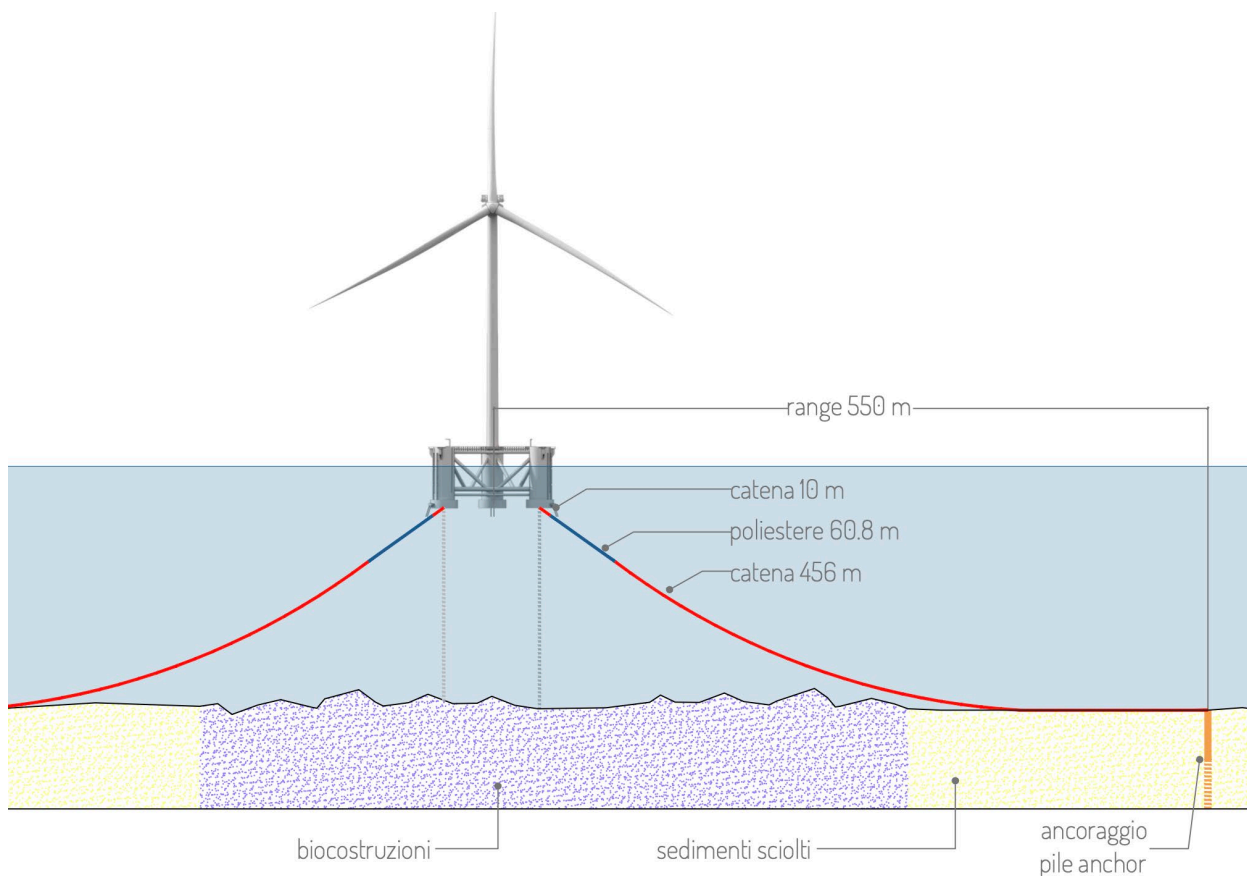
**Figura 8.4: Cantiere tipico con 2 linee in parallelo per la costruzione dei floater e l'area attrezzata per l'integrazione dell'aerogeneratore**

Al fine di individuare le aree portuali che presentano le potenzialità per accogliere un cantiere di questo tipo è stata condotta una ricognizione dei porti pugliesi: quelli che possiedono (o possiederanno a seguito di interventi di adeguamento in corso o previsti) le caratteristiche necessarie all'installazione dei floater sono quelli di Bari, Brindisi e Taranto. In particolare si verifica che:

- il porto di Bari è certamente utilizzabile per l'installazione dei floater, ma per l'installazione degli aerogeneratori sarebbe necessaria una deroga ai vincoli aeroportuali.
- il porto di Brindisi è certamente utilizzabile per l'installazione dei floater, ma per l'installazione degli aerogeneratori sarebbe necessaria una deroga ai vincoli aeroportuali.
- il porto di Taranto è certamente utilizzabile per l'installazione sia dei floater che degli aerogeneratori.

## 8.4 ANCORAGGI

Come riferito nella documentazione progettuale specifica (cfr capitolo 3 del progetto), le fondazioni flottanti saranno ancorate al fondale mediante un sistema di ormeggi semi-teso a catenaria e pali infissi, come di seguito schematizzato.

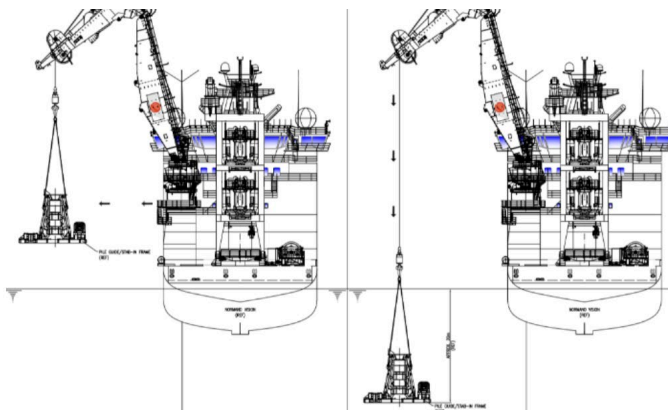


**Schema del sistema di ancoraggio e ormeggio**

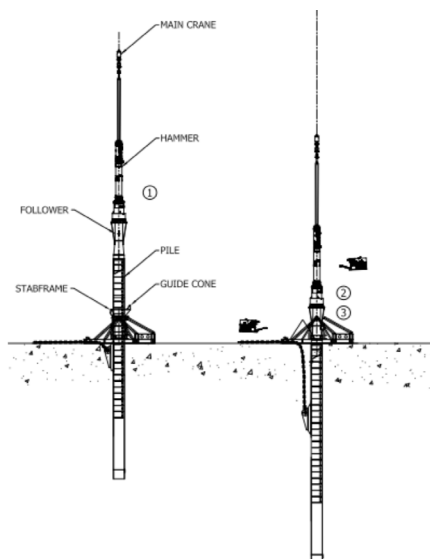
Di seguito si riportano tutte le fasi operative necessarie rimandando alla sezione 7 – *cantierizzazione manutenzione e dismissione* del progetto definitivo per maggiori dettagli.

### Realizzazione dei pali infissi

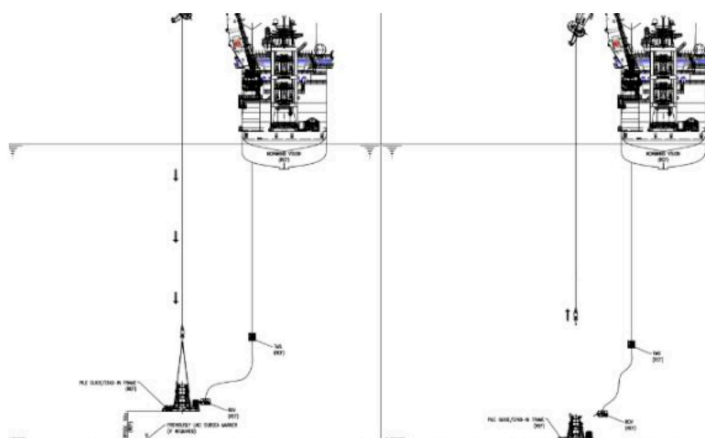
1. Mobilitazione della nave di supporto offshore per costruzioni
2. Trasporto: transito dal porto locale verso il sito designato.
3. Preparazione sul campo delle navi offshore di supporto
4. Installazione del telaio guida dei pali – OCV



5. Installazione dei pali di ancoraggio infissi



#### 6. Riposizionamento e recupero del telaio guida - OCV



#### Linee di ormeggio e aggancio al floater

1. Mobilitazione della nave di supporto offshore per costruzioni
2. Mobilitazione della nave per l'installazione di ormeggi – "Anchor Handling Vessel"
3. Trasporto
4. Preparazione sul campo delle navi offshore di supporto
5. Posizionamento della piattaforma galleggiante
6. Installazione delle cime di ormeggio e aggancio alla piattaforma galleggiante.

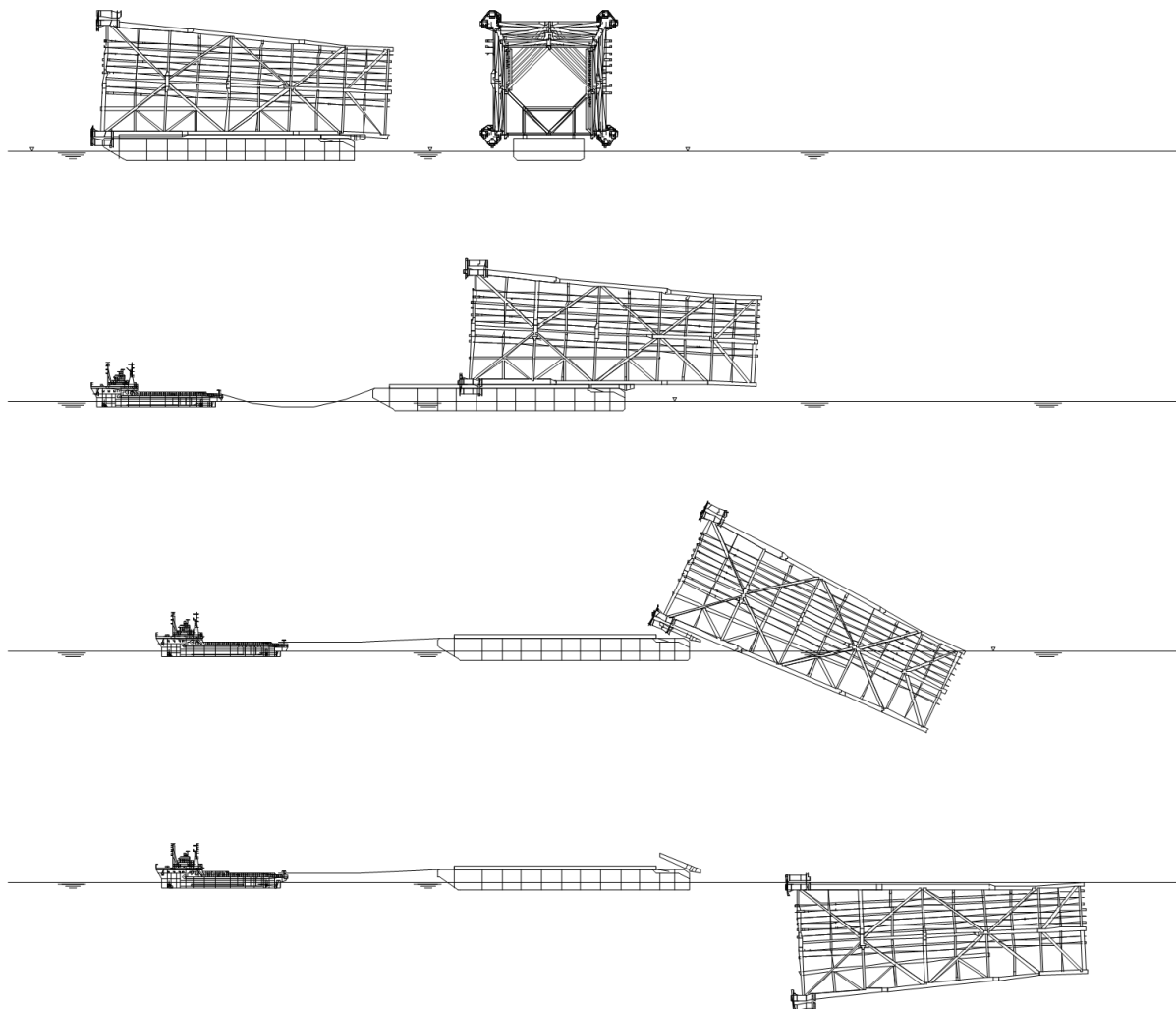
#### 8.5 SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

Prima di iniziare le operazioni di installazione del Jacket sarà eseguito un accurato sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da individuare eventuali ostacoli da rimuovere e verificare che il fondale sia regolare. Data la profondità, il sopralluogo potrà essere eseguito tramite ROV (Remote Operated Vehicle).

Il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avverrà caricando i Jacket su barche da trasporto di adeguata capacità, attrezzate con vie di corsa e bilancino di varo (launching barge). I Jacket saranno costruiti e trasportati in orizzontale.

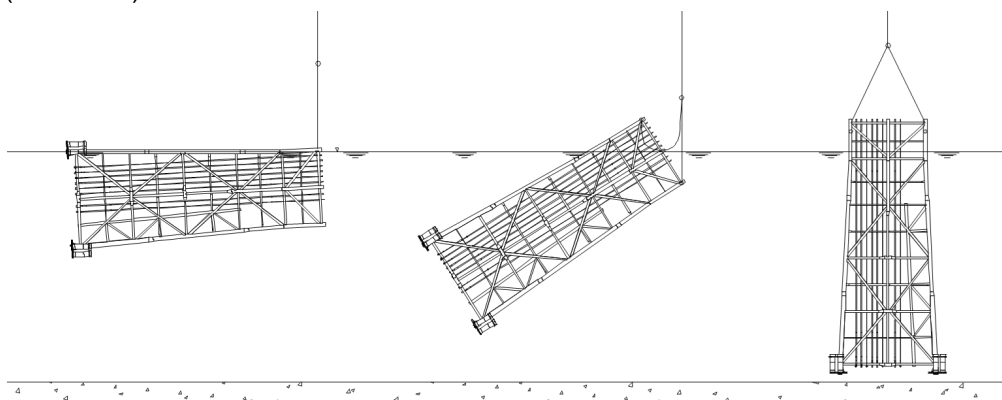
La messa in galleggiamento del Jacket dalla posizione di trasporto su barche è effettuata tramite lancio del Jacket dalla barche stessa: in prossimità del sito di installazione la barche viene zavorrata in modo da abbassare la poppa, si inizia quindi a muovere il Jacket verso poppa utilizzando il sistema di tiro o spinta della barche fino a raggiungere il valore critico dell'angolo di sbandamento longitudinale, dopodiché il Jacket inizia a scivolare senza bisogno di sistemi esterni di tiro o spinta fino a quando il baricentro supera la cerniera del

bilancino e il bilancino ruota insieme al Jacket che si immerge in acqua e si separa dalla barge rimanendo in equilibrio nella posizione di galleggiamento libero.



**Figura 8.5: Sequenza di lancio del jacket**

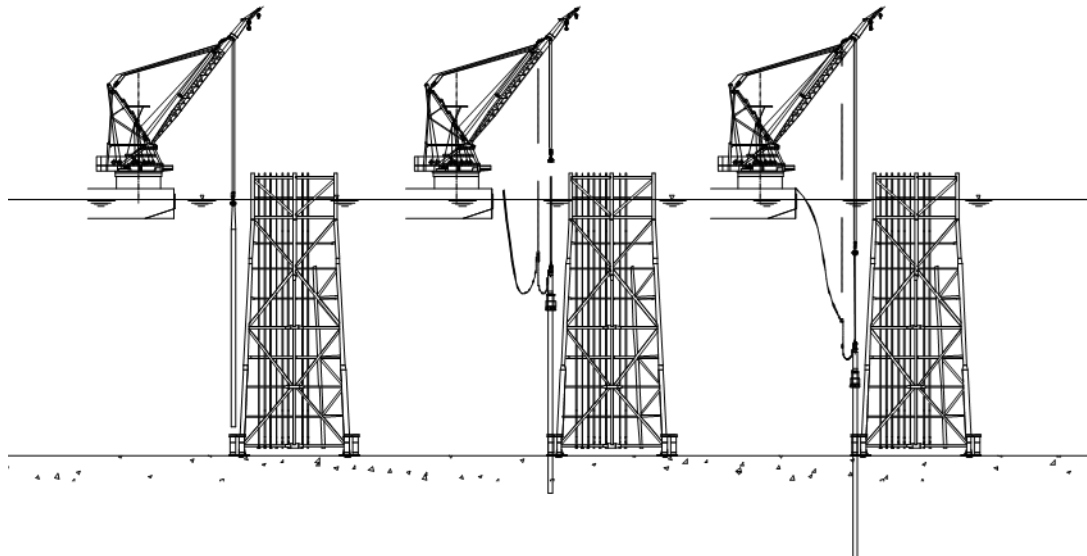
La verticalizzazione del Jacket in acqua viene ottenuta operando con una gru e contemporaneamente allagando alcuni compartimenti nella parte bassa del Jacket. Alla fine di questa operazione il peso del jackets viene completamente scaricato sul fondo e rimane in equilibrio supportato dalle piastre temporanee di fondazione (mud-mats).



**Figura 8.6: Jacket – Sequenza di verticalizzazione e posizionamento sul fondo**

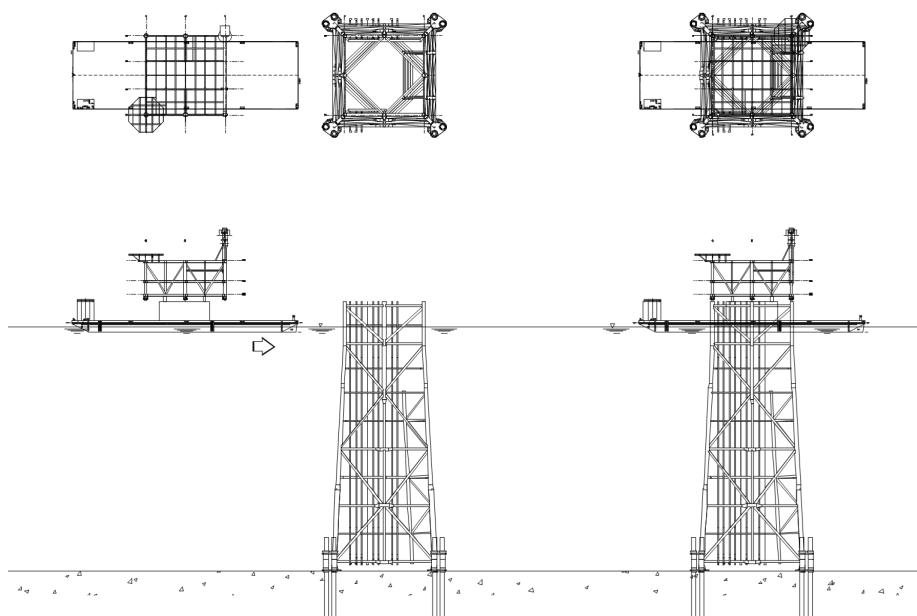


Le fondazioni della piattaforma sono costituite da otto o dodici pali di diametro compreso tra 2 m e 2.5 m. Gli otto pali saranno infissi nel terreno fino alla penetrazione di progetto, pari a circa 100 m. I pali saranno prefabbricati in unico pezzo e trasportati al sito di installazione su un'apposita bettolina, o sulla stessa bettolina sulla quale sarà trasportato il jacket. L'installazione del palo potrà essere condotta mediante battipalo o trivellazione del foro di alloggiamento, a seconda delle risultanze delle indagini dirette.



**Figura 8.7: Sequenza di installazione dei pali**

I topsides sono installati operando il floatover sulla sottostruttura. Il floatover consiste nel trasportare i topsides già preassemblati fino al sito di installazione su una cargo barge standard e posizionare i Topsides direttamente sopra il Jacket facendo entrare la cargo barge al suo interno. Per permettere questa operazione la parte superiore delle file Nord e Sud della struttura del Jacket è aperta (Jacket slot). Una volta in posizione, la barca viene mantenuta ferma e, agendo sul suo sistema di ballastaggio, la sovrastruttura viene gradualmente abbassata trasferendo progressivamente il carico dalla barca alla sottostruttura e attuando l'accoppiamento tra le gambe delle relative strutture (mating). Per sostenere il Topsides durante l'installazione con floatover si utilizza una struttura tralicciata in acciaio chiamata Deck Support Frame (DSF).



**Figura 8.8: Sequenza di installazione del Topsides – ingresso della cargo barge nel Jacket**

## 8.6 CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA

L'installazione dei cavi elettrici sottomarini avviene con navi dedicate per la posa dei cavi marini che provvedono a srotolare il cavo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. Preliminarmente sono state effettuate le attività di ricognizione biocenotica e geofisica e, in base alle risultanze di tale indagini, sono state definite le modalità di posa e protezione dei cavi elettrici.

La nave sarà dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa. Tutte le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

La messa in opera della protezione del cavo avviene con opportuni mezzi a seconda del tipo di protezione scelta e può essere realizzata simultaneamente alla posa del cavo o in un secondo momento.

Nel tratto onshore i cavi saranno posati in trincea scavata su strade pubbliche e in minima parte su terreni agricoli. Alcuni tratti saranno realizzati mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per gestire interferenze con vincoli, sottoservizi o altre opere lineari preesistenti.

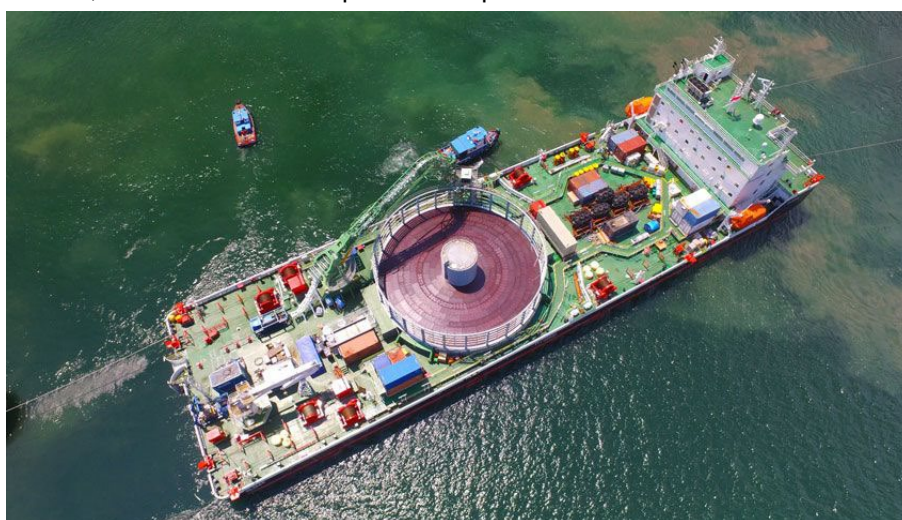


Figura 8.9: nave posacavi

### 8.6.1 I cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica Offshore

Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi tra loro e alle Sottostazioni offshore da linee sottomarine a 66 kV in configurazione entra-esci. Entrambe le sottostazioni raccolgono la potenza di n°37 turbine, raggruppate in n°8 gruppi così suddivisi:

Sottostazione	Gruppo	WTG interconnessi	distanza totale tra WTG e SS	nr. WTG
1	1.1	74-64-63-57-62-SS1	8103	5
	1.2	73-65-60-56-SS1	8361	4
	1.3	72-66-54-55-59-SS1	9594	5
	1.4	71-67-53-52-51-SS1	11258	5
	1.5	69-70-68-1-49-SS1	14262	5
	1.6	44-45-50-46-SS1	8709	4
	1.7	36-40-41-47-58-SS1	9905	5
	1.8	42-43-48-61-SS1	6465	4
2	2.1	38-39-33-32-27-SS2	9795	5
	2.2	37-31-34-28-26-SS2	10947	5
	2.3	35-30-29-24-25-SS2	9878	5
	2.4	3-23-2-19-22-SS2	10221	5

2.5	9-14-15-18-20-SS2	9887	5
2.6	5-10-13-16-SS2	11917	4
2.7	7-8-11-17-SS2	10439	4
2.8	6-4-12-21-SS2	11648	4

I cavidotti di raccolta gruppi avranno tensione di esercizio 66 kV e le seguenti lunghezze:

Sottostazione	Gruppo	lunghezza cavo
1	1.1	9603
	1.2	9561
	1.3	11094
	1.4	12758
	1.5	15762
	1.6	9909
	1.7	11405
	1.8	7665
2	2.1	11365
	2.2	12517
	2.3	11448
	2.4	11791
	2.5	11457
	2.6	13173
	2.7	11695
	2.8	12904

Per il percorso del cavo dinamico nei tratti tra la piattaforma ed il punto di arrivo sul fondale (touchdown point) si adotterà la configurazione ad onda pigra (“lazy wave”) installando moduli di galleggiamento lungo specifiche sezioni del cavo: si è infatti dimostrato che le prestazioni della “lazy wave” sono superiori a quelle della più classica forma a catenaria nel compensare il movimento della fondazione galleggiante e ridurre, quindi, i cicli massimi di danno dovuti a tensione e fatica.

Le tratte di cavo tra due touchdown point successivi potranno essere semplicemente appoggiate sul fondale o posati in trincea. Nel primo caso, se necessario per assicurare il livello di stabilizzazione o di protezione meccanica richiesto al touchdown point o lungo la tratta, i cavi potranno essere ricoperti con inerti di tipo cementizio (es. materassi in cls) o massi (rockdumping).

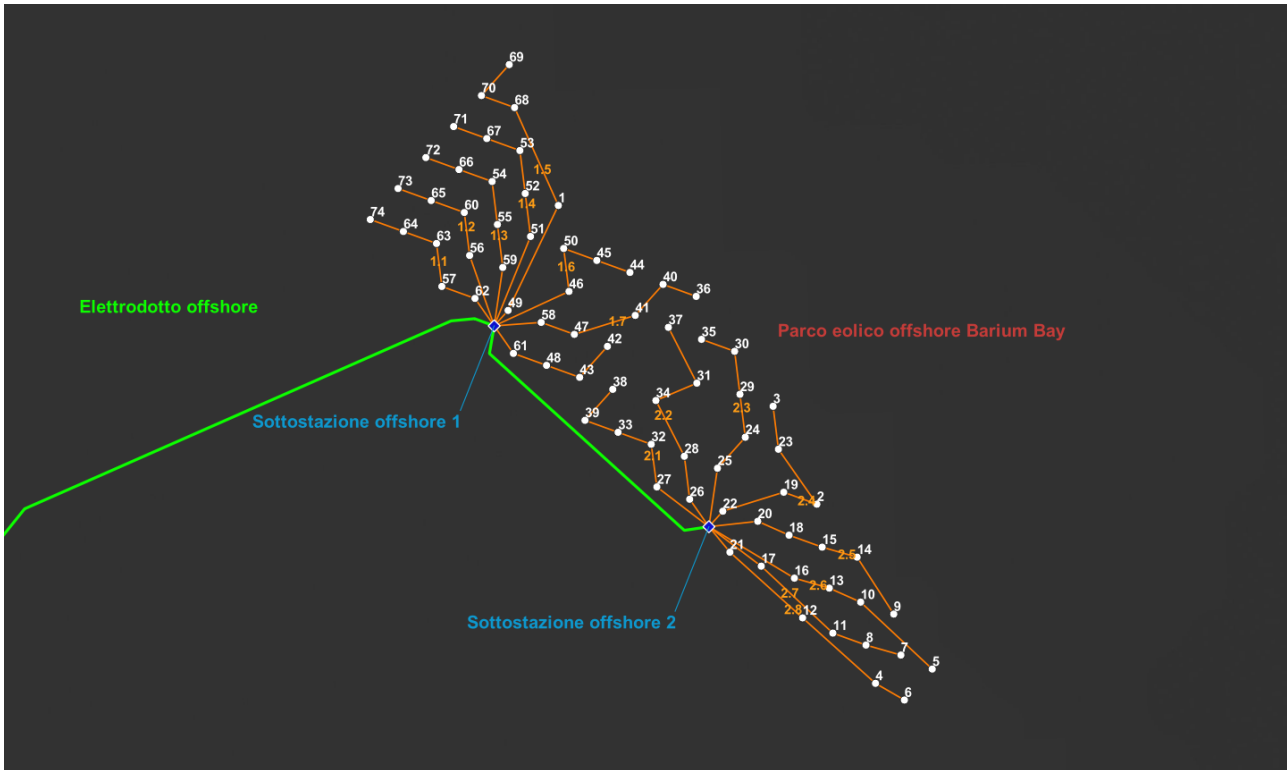


Figura 8.10: cavi di collegamento tra aerogeneratori e sottostazione offshore

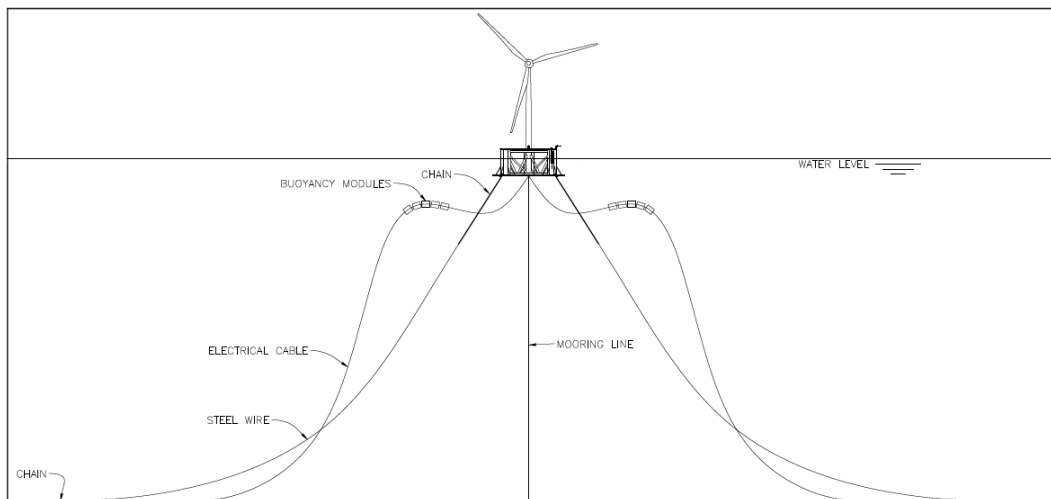


Figura 8.11: posa dei cavi dinamici "lazy wave" realizzata mediante galleggianti

### 8.6.2 Il cavidotto offshore

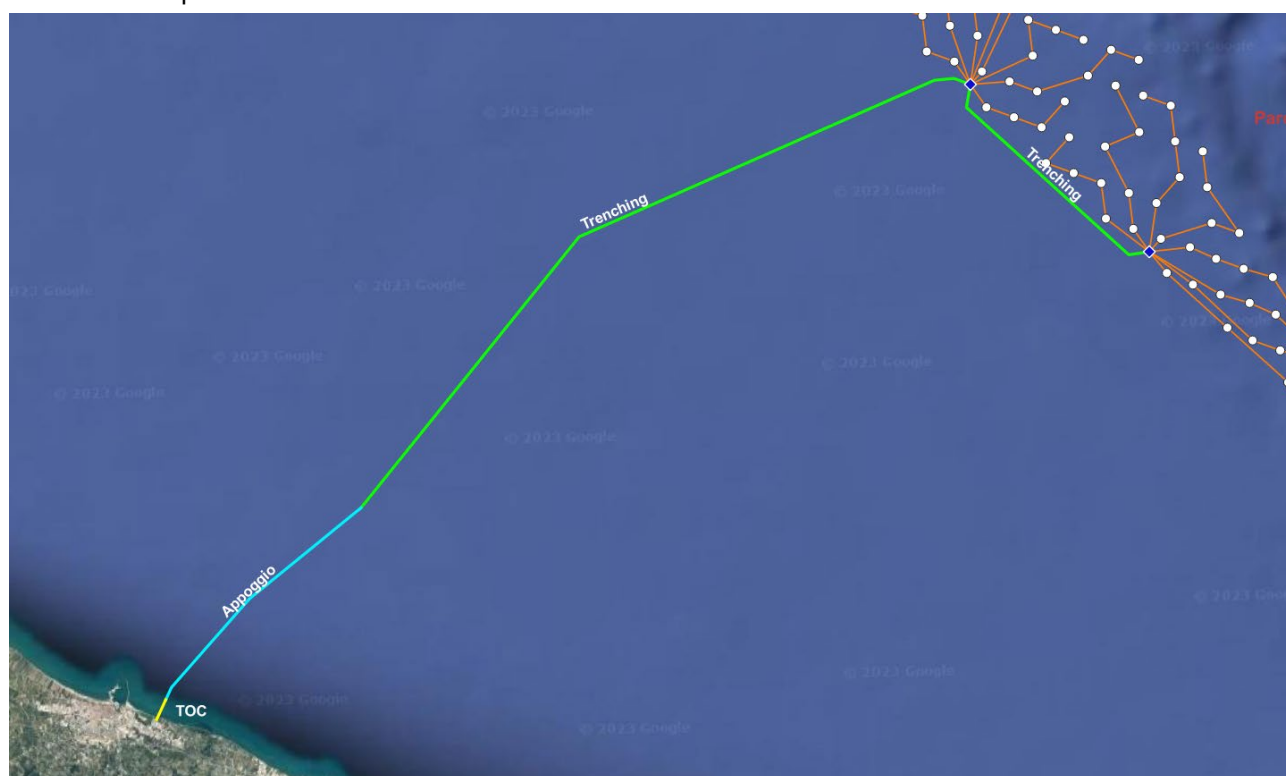
Si prevede la realizzazione di un cavidotto di collegamento tra la sottostazione offshore 1 e il punto di sbarco a terra costituito posando due cavi tripolari lungo tracciati paralleli distanziati tra loro di almeno 1m e di un elettrodotto offshore in singolo cavo tripolare di collegamento tra le due sottostazioni.

Il tracciato proposto per il cavidotto offshore attraversa habitat prioritari e ad aree interessate da attività di pesca e diporto: si è pertanto reso necessario individuare delle modalità di posa del cavo che potessero minimizzare gli impatti ambientali e contemporaneamente garantire una idonea protezione del cavo dai danni causati dall'uso di attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche generati dalle perturbazioni meteomarine.

In base alle specificità dei fondali ed alle diverse modalità di posa, si può pertanto dividere il tracciato del cavidotto in tre parti:

- 1- in prossimità del punto di sbarco il cavo sarà posato nel fondale marino **per circa 1020 m** e fino a raggiungere una batimetria minima di 10 m tramite tecnica **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**. Questo tratto di elettrodotto marino prosegue a terra per circa 130 m in modo da attraversare in sicurezza la falesia e le aree perimetrate nel PAI.
- 2- **nel tratto intermedio di circa 14,7 km** caratterizzato dall'attraversamento di un'area connotata dalla presenza di importanti habitat (confronta le risultanze delle indagini biocenotiche "ES.6 Indagini e caratterizzazione fondali") il cavo sarà posato mediante semplice appoggio con sistema di protezione costituito da gusci di ghisa.
- 3- **nell'ultimo tratto di circa 41,2 km** caratterizzato da maggiore batimetria e dalla presenza di sedimenti fangosi sui fondali, l'elettrodotto sarà posato in trincea scavata con slitte, aratri o veicoli subacquei trainati da specifiche navi posa cavi che avanzando liquefano il substrato del fondale con getti a pressione, posano il cavo e contemporaneamente richiudono lo scavo.

Analogamente al punto 3, anche il cavidotto di interconnessione tra le due sottostazioni lungo circa 14 km sarà realizzato con posa in trincea.



- Appoggio
- TOC
- Trenching

Figura 8.12: tipologie di posa del cavidotto offshore

### 8.6.3 Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)

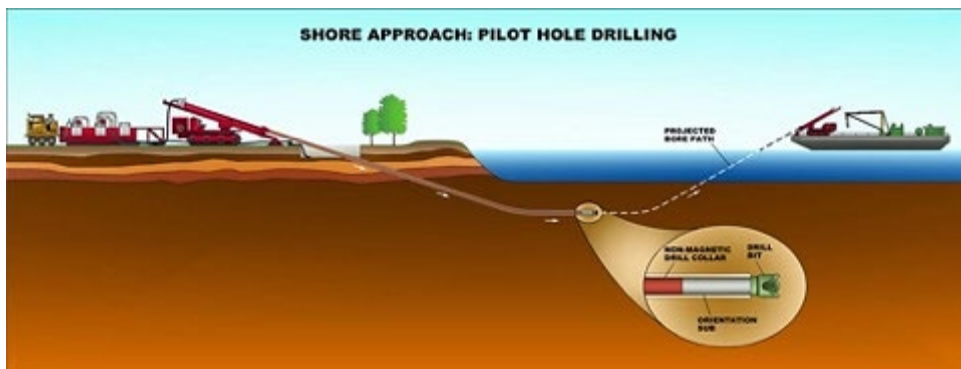
L'approdo del cavo marino sarà realizzato tramite tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) di lunghezza pari a 130 m a terra e 1020 m nel fondale marino.

Il cavo dovrà essere posato ad una profondità pari ad almeno 6 m sotto il livello del mare al di sotto dell'area perimetrata nell'ambito del PAI con pericolosità geomorfologica.

Durante le operazioni di drilling verrà installato una tubazione in materiale plastico con all'interno un cavo di tiro che servirà, durante le operazioni di installazione del cavo marino, a far scorrere la testa dello stesso all'interno della tubazione fino al punto di fissaggio a terra.

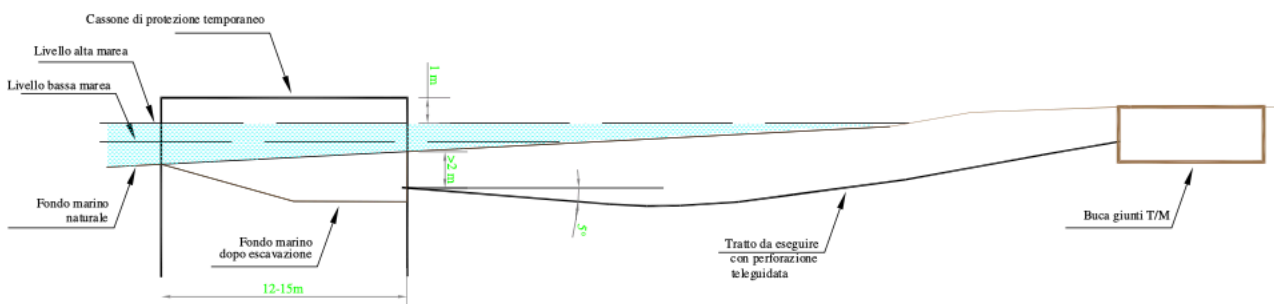
La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinarsi in senso opposto dei tubi PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile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

La soluzione di approdo con TOC è volta a ridurre l'impatto delle lavorazioni sulla falesia e sulle aree soggette a vincolo PAI in prossimità della costa e di proteggere il cavo marino da una tubazione in PEAD, installata ad alcuni metri di profondità rispetto al piano di calpestio, riducendo quindi enormemente le possibilità di interferenza con la popolazione.



**Figura 8.13: posa del cavo nel punto di sbarco con tecnica TOC**

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



**Figura 8.14: schema di posizionamento del cassone di protezione**

Per la posa all'approdo di arrivo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nella figura 8.8, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.



*Figura 8.15: posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo*

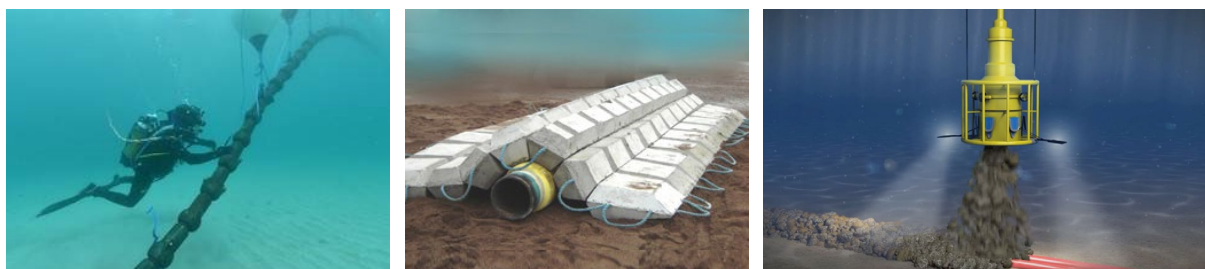
#### 8.6.4 Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione

Si è scelto di realizzare il tratto intermedio del cavidotto offshore con posa in appoggio (senza scavo) sul fondale. Tale metodologia di posa è apparsa la più idonea per attraversare un'area caratterizzata dalla presenza di habitat di pregio (presenza di posidonia e coralligeno) poiché ritenuta la meno invasiva.

La posa dei cavi in appoggio sul fondale richiede però l'adozione di sistemi di protezione meccanica esterna del cavo dai danni causati dall'attività antropica (attrezzature da pesca e ancore) e dall'azione del mare. La presenza di una protezione meccanica del cavo appare particolarmente rilevante anche in considerazione della batimetria dell'area che è compresa tra i 10 m e 38 m di profondità.

Sono disponibili diversi sistemi di protezione dei cavi che garantiscono anche la necessaria zavorra al cavo:

- gusci di ghisa: consiste nell'applicare a bordo nave dei gusci in ghisa direttamente sul cavo prima di posarlo
- materassi: consiste nel ricoprire il cavo una volta posato con materassi di materiale specifico
- rocce (rock dumping): consiste nel ricoprire il cavo una volta posato con massi naturali.



*Figura 8.16: sistemi di protezione dei cavi poggiati sul fondale mediante gusci di ghisa, materassi o rocce*

Delle tre possibilità illustrate si è scelto di utilizzare i gusci in ghisa: tale soluzione, particolarmente adatta per proteggere il cavo posato su fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, risulta infatti di minore impatto per l'ecosistema considerati gli ingombri ridotti.

#### 8.6.5 Posa in trincea

Nel tratto di mare più profondo e privo di habitat rilevanti, il cavo marino verrà protetto tramite insabbiamento ad una profondità di circa un 2 m utilizzando una macchina a getti d'acqua, dove possibile in base alle caratteristiche del fondale. La larghezza della trincea in cui viene posato e quindi protetto il cavo è poco superiore al diametro del cavo stesso, minimizzando l'impatto delle operazioni sul fondale e la dispersione dei

sedimenti nell'ambiente circostante. Lo scavo nelle zone in cui è previsto l'insabbiamento verrà eseguito con macchina a getto d'acqua (jet trenching) che consente:

- un modesto impatto sull'ambiente e sugli organismi viventi, limitato al solo periodo dei lavori;
- la ricolonizzazione naturale della zona di posa dopo i lavori;
- nessun impatto dopo la posa.

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il materiale del fondale mediante l'uso di getti d'acqua, che vengono usati anche per la propulsione. La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea naturale entro la quale il cavo si adagia; quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione e successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo. Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua. Tale macchina non richiede alcuna movimentazione del cavo, viene solitamente tirata da una nave e scorre sul fondale tramite slitte di circa 4-5m di larghezza. L'operazione può essere interrotta in qualsiasi punto lungo il tracciato ed eventualmente ripresa in un punto successivo.

Dallo studio della carta degli spessori dei sedimenti realizzata si evidenzia la presenza di uno strato fangoso spesso almeno un metro lungo tutto il tracciato del cavidotto e, pertanto, si esclude l'impiego di metodi di scavo o copertura del cavo alternativi come il mechanical trenching, che consiste realizzare la trincea di posa mediante taglia roccia meccanici o con escavatori a catena.

#### 8.6.6 Attraversamenti di servizi in mare

Le indagini effettuate non hanno evidenziato la presenza di interferenze con altri servizi sottomarini, ad ogni modo, nel caso in cui dovesse emergere la necessità di gestire l'incrocio con altri cavi o gasdotti, l'attraversamento potrà essere realizzato facendo transitare i cavi al di sopra del servizio da attraversare, separando opportunamente il cavo dal servizio esistente ed adottando soluzioni di ricopertura del cavo con gusci in materiale plastico e successiva protezione dell'incrocio con materassi di cemento o sacchi riempiti di sabbia come mostrato nelle Figure 8.17 – 8.18 – 8.19.

La stessa tecnica può essere necessaria anche in caso che il cavo o il tubo attraversato sia interrato artificialmente o naturalmente.

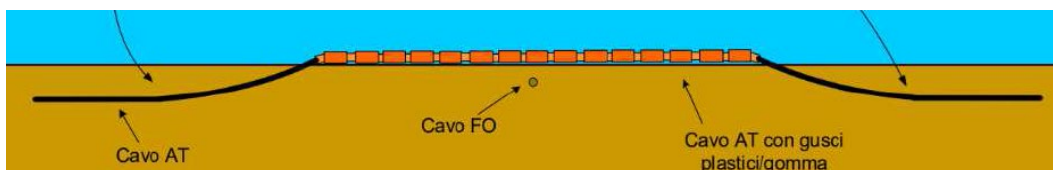


Figura 8.17: Tipico di attraversamento di cavo

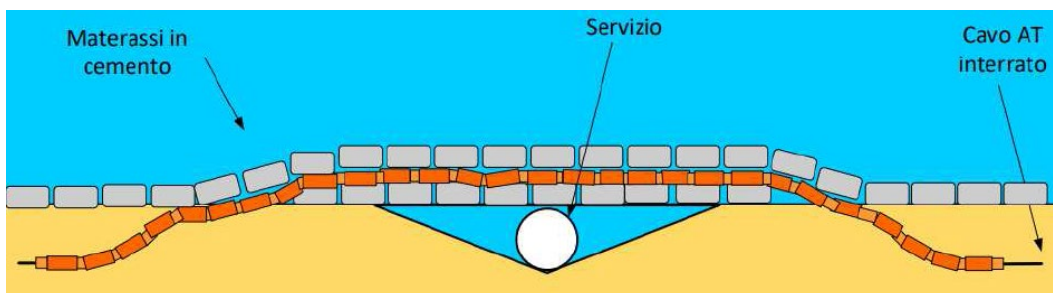


Figura 8.18: Tipico di attraversamento di tubazione metallica affiorante



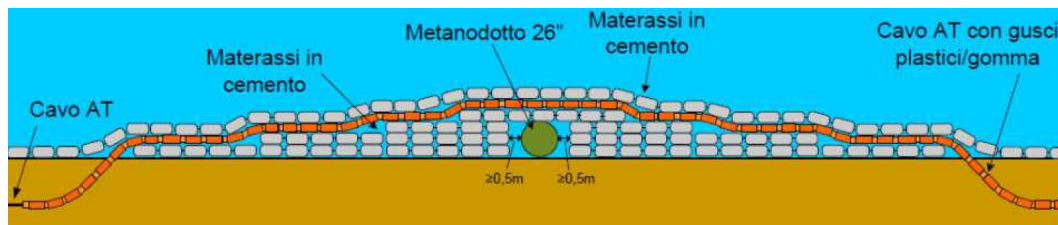


Figura 8.19: Tipico di attraversamento di gasdotto affiorante

### 8.6.7 Giunzione cavo marino/cavo terrestre

In prossimità del sito di approdo, a circa 130 m dalla linea di costa, il cavo marino verrà giuntato con il corrispettivo cavo terrestre. Il giunto terra-mare sarà realizzato in apposito manufatto in calcestruzzo, da interrare in corrispondenza dell'approdo in una buca giunti. La "buca-giunti" avrà dimensioni indicative di 10m (lunghezza) x 6m (larghezza) x 2,1m (profondità).

I giunti avranno le seguenti caratteristiche:

- Saranno realizzati all'interno di loculi riempiti con sabbia e coperti con lastre in calcestruzzo armato, aventi funzione di protezione meccanica;
- Sul fondo della buca giunti, sarà realizzata una platea di sottofondo in c.l.s., allo scopo di creare un piano stabile sul quale poggiare i supporti dei giunti. Inoltre, sarà realizzata una maglia di terra locale costituita da 4 o più picchetti, collegati fra loro ed alla cassetta di sezionamento, per mezzo di una corda in rame.
- Accanto alla buca di giunzione sarà installato un pozzetto per l'alloggiamento della cassetta di sezionamento della guaina dei cavi. Agendo sui collegamenti interni della cassetta è possibile collegare o scollegare le guaine dei cavi dall'impianto di terra.

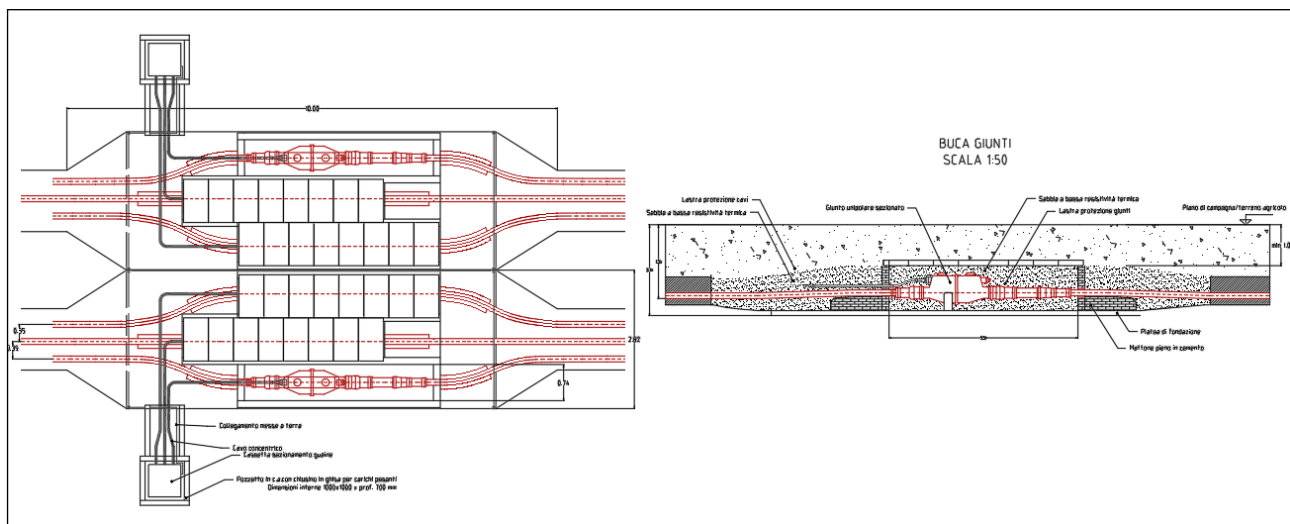


Figura 8.20: Vasca di approdo per la giuntura tra i cavi marini e terrestri

### 8.6.8 Cavidotto onshore

Il cavidotto onshore è composto da:

- un primo tratto in cavo marino nel tratto realizzato in TOC tra il punto di approdo lungo linea di costa e la buca giunti terra-mare arretrata di circa 130 m
- un elettrodotto interrato costituito da una terna di cavi terrestri di lunghezza pari a circa 1.9 km a partire dalla buca giunti fino alla nuova stazione elettrica RTN ubicata nella zona industriale di Andria.

Il percorso del cavidotto sarà in gran parte su strade asfaltate esistenti in minima parte su terreni agricoli. I cavi saranno posati con disposizione in piano all'interno di uno scavo a sezione ristretta necessario per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza pari 1,2 metri e profondità massima di 2,2 metri.

I cavi saranno posati ad una profondità standard (quota piano di posa) di -1,5 m (-1,6 m per posa su terreno agricolo o strada bianca) su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. Ulteriori lastre saranno collocate sui lati dello scavo, allo scopo di creare una protezione meccanica supplementare.

La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche. Nel caso di passaggio su strada, i ripristini della stessa (sottofondo, binder, tappetino, ecc.) saranno realizzati in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni degli enti proprietari della strada (Comune, Provincia, ANAS, ecc.).

I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra delle lastre di protezione. Ulteriore segnalazione sarà realizzata mediante la posa di nastro monitor da posizionare a circa metà altezza della trincea.

All'interno della trincea è prevista l'installazione di n°1 Tritubo Ø 50 mm entro il quale potranno essere posati cavi a Fibra Ottica e/o cavi telefonici/segnalamento.

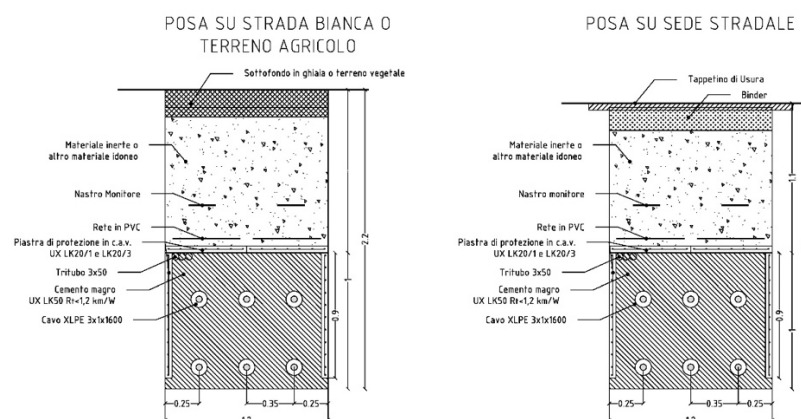
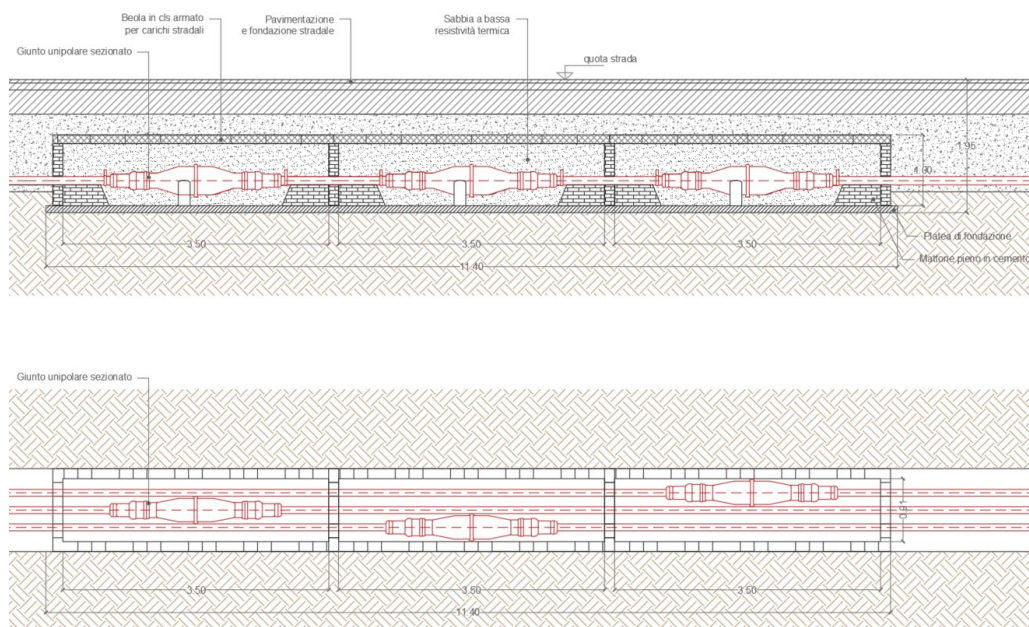


Figura 8.21: tracciato cavidotto onshore e schemi tipologici di posa cavi

Saranno inoltre possibili ulteriori interferenze con le reti interrato esistenti: reti idriche AQP, reti elettriche Enel, reti elettriche di produttori di energia da fonte rinnovabile (impianti fotovoltaici ed eolici), reti gas e reti telefoniche. Tali interferenze saranno puntualmente verificate in sede di progettazione esecutiva con gli enti/società proprietarie delle reti e saranno definite di concerto le modalità tecniche di posa dei cavi AT in corrispondenza delle intersezioni, ove necessario si utilizzerà la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata. Tutti i dettagli sulle modalità di posa e sulla gestione delle interferenze sono dettagliati nell'elaborato *PTO 5.9 Sezioni di posa - interferenze e attraversamenti*.

### 8.6.9 Buche giunti terrestri

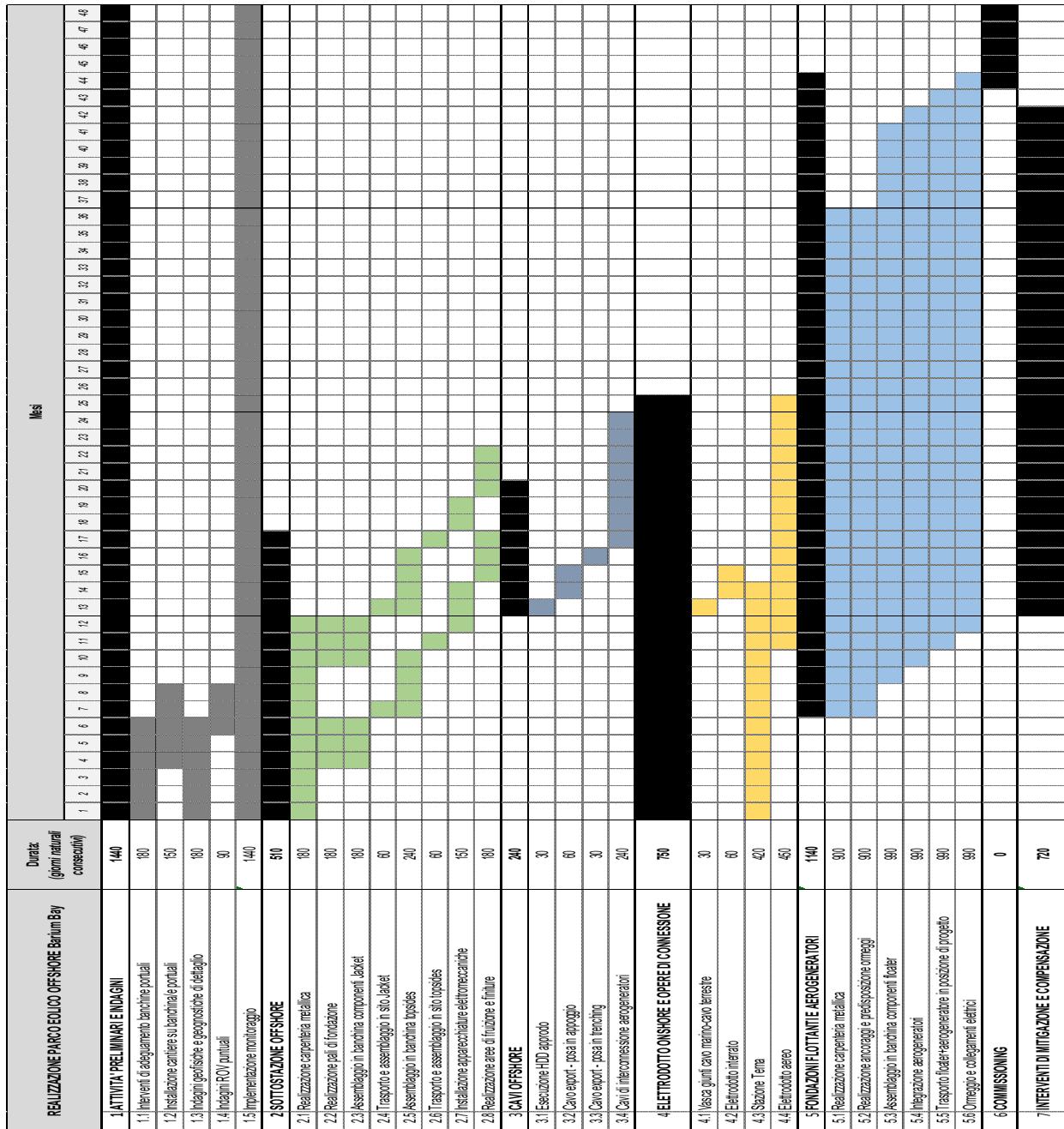
Lungo il tracciato terrestre sarà necessario realizzare buche giunti intermedie per la giunzione dei tratti di cavo e l'eventuale manutenzione. Sono previste 2 buche giunti intermedie per la suddivisione del tracciato in tratti di lunghezza 700/800 metri. Le buche intermedie verranno realizzate nell'ambito degli scavi ed avranno le dimensioni indicative di 11.4 x 1.2 metri come indicato in figura.



*Buche giunti intermedie*

### 8.7 CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO

La realizzazione dell’impianto Barium Bay prevede una tempistica totale di 48 mesi. Con riferimento al cronoprogramma delle lavorazioni (cfr elaborato R.8.2), le macro-operazioni e la tempistica possono essere schematizzate come rappresentato nel grafico seguente:



Cronoprogramma delle macro operazioni di cantiere

Le attività preliminari e le indagini, parzialmente già svolte nel progetto definitivo, avranno tempistiche contemporanee a tutta l’esecuzione del cantiere e consentiranno di monitorare “in corso d’opera” diversi aspetti ambientali e fisici del sito, al fine della redazione ed eventuale perfezionamento del progetto esecutivo anche durante lo svolgimento delle attività cantieristiche vere e proprie.

La seconda attività prevista consiste nella realizzazione della parte “hardware” della sottostazione marina. Questo consentirà di svolgere l’attività di *pre-commissioning* e di predisporre l’area ad accogliere le strutture flottanti e gli aerogeneratori.

La terza macro-attività consiste nella posa dei cavi marini, anche questa attività è preliminare e prodromica alla installazione degli apparati produttivi.

La quarta fase segnalata è la realizzazione delle opere di connessione a terra, prevista con una tempistica contemporanea alla posa dei cavi marini.

La quinta fase vede l'assemblaggio e il varo delle installazioni produttive, parzialmente contemporanea alle altre fasi citate, questa attività verrà svolta lontano dal sito di installazione in strutture portuali appositamente scelte e adibite, come meglio specificato nel seguente capitolo.

In termini di risorse impiegate, la fase di assemblaggio è l'attività di cantiere più impegnativa tra quelle previste.

La sesta fase ed ultima fase consiste nell'attività di commissioning, cioè sinteticamente nell'allaccio e "l'accensione" degli apparati "software" del parco eolico Barium Bay e nello *starting* dell'attività di produzione energetica pulita.

Di seguito vengono descritte sommariamente tutte le fasi di realizzazione, per maggiori approfondimenti si rimanda alla sezione 7 – *Sicurezza e cantierizzazione* del progetto definitivo.

## **8.8 GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO**

Come per tutte le tipologie di opere, le attività di manutenzione possono essere suddivise in:

- Manutenzione preventiva
- Ispezione
- Manutenzione correttiva

In generale tutte le opere previste sono progettate e realizzate con standard qualitativi tali da richiedere un intervento minimo di manutenzione in circostanze normali. I sistemi di controllo, in particolare, sono dotati di caratteristiche di sicurezza che consentono di massimizzare la protezione dell'integrità del sistema in condizioni ambientali estreme durante le operazioni: se si verificano condizioni meteorologiche estreme durante le normali operazioni, i sensori di bordo del floater e dell'aerogeneratore attiveranno l'arresto del funzionamento.

Il personale addetto all'ispezione e alla manutenzione monitorerà le prestazioni delle varie componenti interpretando i problemi di avviso delle varie apparecchiature e componenti del sistema. Le telecamere di bordo e una gamma completa di altri sensori possono essere utilizzati per consentire la sorveglianza e l'interazione remota con il sistema. La gamma di sensori installabili ha tre obiettivi principali: monitoraggio, diagnosi, abilitazione e supporto agli interventi da remoto. Per ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati specifici.

## **8.9 DISMISSIONE**

Gli interventi di dismissione di un parco eolico offshore seguono sostanzialmente all'inverso le fasi di realizzazione, rendendo necessaria la riattivazione dei cantieri portuali utilizzati in fase di realizzazione per lo smontaggio degli aerogeneratori e il taglio delle strutture in acciaio.

Ad oggi l'unico intervento di dismissione eseguito è stato condotto da Principle Power, che ha eseguito la disattivazione di WindFloat 1, il suo primo progetto pilota operativo tra il 2011 e il 2016. Nel seguito si descrivono le operazioni di dismissione, riportando le risultanze ottenute dall'esperienza Principle Power.

### **8.9.1 Operazioni offshore**

Nello specifico caso in esame, le condizioni al contorno hanno consentito di realizzare sistemi di ormeggio a bassa pretensione che possono essere facilmente agganciati con un verricello di bordo, connettori di ormeggio facilmente scollegabili e cavi dinamici per il collegamento delle turbine che possono essere facilmente sconnessi.

I cavi, le cime di ormeggio e le ancore devono essere scollegati seguendo il processo inverso rispetto alla loro installazione.

In particolare, le fasi del processo di disattivazione sono:

- Scollegamento del cavo di alimentazione (circa 12 ore)
- Scollegamento delle cime di ormeggio (circa 12 ore per 3 cime di ormeggio) • Traino dal sito al porto (durata dipendente dalla distanza di transito)

Una volta completate le operazioni di distacco degli ormeggi e dismissione del collegamento elettrico, il complesso floater-aerogeneratore può essere trainato verso il porto dove eseguire le operazioni di smontaggio e smantellamento. Anche in questo caso si procede in maniera inversa all'installazione. Le operazioni di traino vengono eseguite collegando un rimorchiatore offshore alle colonne 2 e 3 tramite una briglia. La velocità di traino deve essere limitata a 3,0 nodi e ridotta in caso di maltempo.



*Configurazione traino*

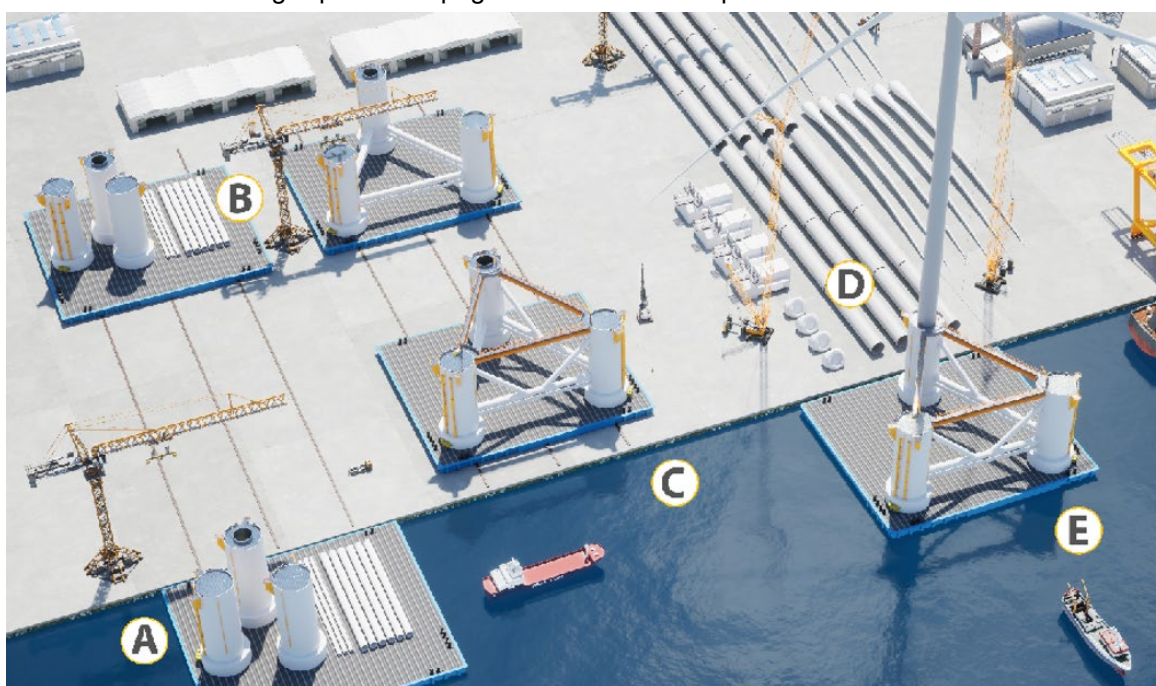
Allo stesso modo si procederà per la sottostazione, rimuovendo prima tutte le componenti elettromeccaniche e poi asportando il top side e infine il jacket, invertendo le operazioni di carico e trasporto.

### 8.9.2 Operazioni onshore

Le operazioni di smontaggio e smantellamento del complesso floater-aerogeneratore richiederanno sostanzialmente la stessa organizzazione logistica descritta per la realizzazione.

Sarà quindi necessario disporre di una filiera di produzione in grado di garantire almeno 4 linee in parallelo, facendo affidamento su più infrastrutture portuali, magari gestendo diverse funzioni.

Di seguito si ripropone a scopo esemplificativo la schematizzazione dell'area di cantiere, nel quale le operazioni dovranno essere scolte all'inverso, dallo smontaggio dei componenti dell'aerogeneratore allo smantellamento del floater: gli spazi da impegnare non variano rispetto alla fase di realizzazione.



*Schema cantiere*

Allo stesso modo si procederà per la sottostazione prevedendo lo smantellamento delle parti metalliche in banchina portuale.

### **8.9.3 Recupero di materia e fine vita**

Tutte le strutture di cui si compone il parco eolico offshore hanno struttura primaria in acciaio. Il processo di smantellamento e dismissione di queste tipologie di opere è ben sperimentato nel settore O&G, dove vengono riciclate le unità di produzione galleggianti semisommersibili e le piattaforme di perforazione. In genere, tutto l'acciaio recuperato dal sito offshore può essere recuperato e riciclato a terra.

(<https://kishornport.co.uk/services/decommissioning>).

Anche le funi sintetiche possono essere recuperate e utilizzate come combustibile in una centrale termica (energia dai rifiuti), ma i produttori hanno anche sviluppato processi per riciclare le funi in prodotti polimerici come le coperture per ponti.

(<https://www.lankhorstropes.com/information/recycling-of-ropes>). .

Anche i cavi e gli accessori possono essere completamente recuperati per essere trattati da un settore di riciclaggio dedicato già esistente

(<https://k2polymers.com/recycling-services/sub-sea-cable-recycling/>)

A ciò si aggiunga che per strutture di questo tipo sarà anche da valutare la possibilità di estendere la durata delle opere: ad esempio l'unità WindFloat 1 di Principle Power è stata dismessa dal sito di Povoado Varzim in Portogallo ed è stata reinstallata presso il Kincardine Offshore Wind Farm, in Scozia.