

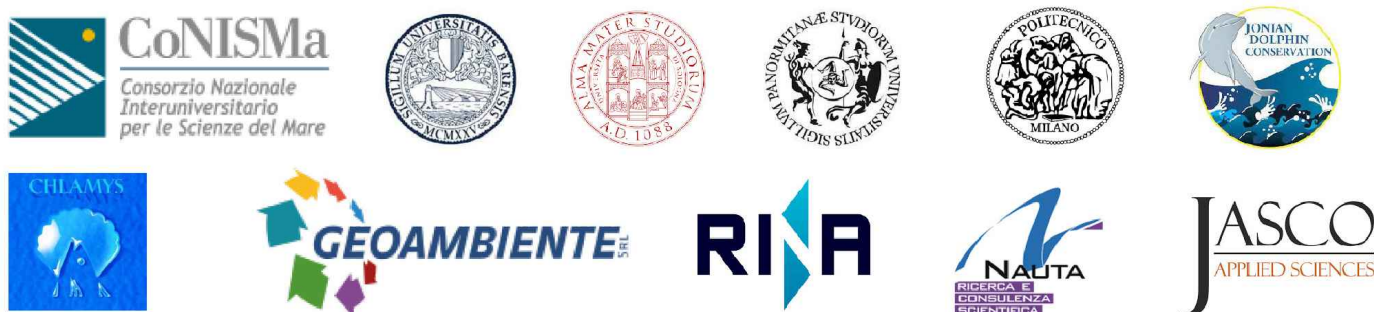
PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
 PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
 NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - LUIPIAE MARIS  
 35 WTG – 525 MW

**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

1	PREMESSA	3
2	CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO	5
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	ALTRI IMPIANTI EOLICI OFFSHORE NELL'AREA DI PROGETTO	10
2.5	CONSIDERAZIONI FINALI	11
3	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	13
3.1	PRINCIPALI NORME COMUNITARIE	13
3.2	PRINCIPALI NORME NAZIONALI	13
3.3	LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI	14
3.4	DESCRIZIONE DELL'ITER AUTORIZZATIVO	15
3.4.1	<i>Procedura di richiesta della concessione demaniale</i>	16
3.4.2	<i>La procedura di Autorizzazione Unica</i>	17
3.4.3	<i>La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale</i>	17
3.5	FINALITÀ DELL'INTERVENTO	17
3.6	DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA	17
4	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE	19
4.1	L'AREA DI PROGETTO	19
4.2	COORDINATE AEROGENERATORI	20
5	CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE	22
5.1	INQUADRAMENTO AMBIENTALE DELLE AREE E ANALISI GEOMORFOLOGICA	22
5.2	GEOLOGIA E SISMICA	32
5.3	ASPETTI CLIMATICI	35
5.3.1	<i>Il vento</i>	36
5.3.2	<i>Il moto ondoso</i>	36
5.3.3	<i>Correnti marine</i>	38
5.4	VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA	39
5.5	ARCHEOLOGIA	40
5.6	SITO D'INTERESSE NAZIONALE (SIN) DI BRINDISI	41
5.7	ASPETTI SOCIO ECONOMICI	42
5.7.1	<i>Il Traffico marittimo</i>	42
5.7.2	<i>Titoli di ricerca idrocarburi</i>	43
5.7.3	<i>Vincoli militari</i>	43
5.7.4	<i>Interferenze con altre opere lineari presenti nell'area</i>	45
5.7.5	<i>La pesca</i>	45
6	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA	52
7	PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO	62
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>	65
7.3.3	<i>Dimensioni tipiche del Wind Float</i>	66
7.4	I SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO	66
7.4.1	<i>sistemi di ormeggio con linee a catenaria</i>	66
7.4.2	<i>Tipologie di ancoraggi</i>	68
7.5	LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA SU PIATTAFORMA	70

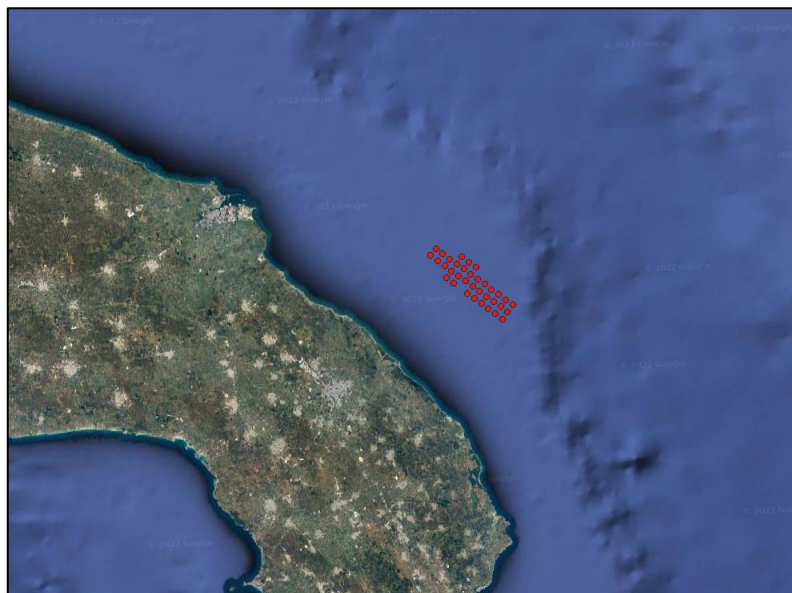
7.5.1	<b>Descrizione della struttura</b>	70
7.5.2	<b>Dimensioni e pesi</b>	71
7.5.3	<b>Configurazione impiantistica e componenti principali</b>	72
7.6	<b>CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA - CARATTERISTICHE</b>	72
7.6.1	<b>Cavi marini a 66 kV in CA</b>	72
7.6.2	<b>Cavo marino a 380 kV in CA</b>	73
7.6.3	<b>Cavo terrestre a 380 kV in CA</b>	74
8	<b>MODALITÀ DI INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE</b>	75
8.1	<b>FONDAZIONI FLOTTANTI</b>	75
8.2	<b>INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE</b>	75
8.3	<b>CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE</b>	76
8.4	<b>ANCORAGGI</b>	77
8.5	<b>SOTTOSTAZIONE OFFSHORE</b>	78
8.6	<b>CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA</b>	79
8.6.1	<b>I cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica Offshore</b>	80
8.6.2	<b>Il cavidotto offshore</b>	81
8.6.3	<b>Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)</b>	82
8.6.4	<b>Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione</b>	84
8.6.5	<b>Posa in trincea</b>	84
8.6.6	<b>Attraversamenti di servizi in mare</b>	85
8.6.7	<b>Giunzione cavo marino/cavo terrestre</b>	85
8.6.8	<b>Cavidotto onshore</b>	86
8.6.9	<b>Buche giunti terrestri</b>	88
8.7	<b>CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO</b>	88
8.8	<b>GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO</b>	88
8.9	<b>DISMISSIONE</b>	89
8.9.1	<b>Operazioni offshore</b>	89
8.9.2	<b>Operazioni onshore</b>	89
8.9.3	<b>Recupero di materia e fine vita</b>	90

## 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.

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 525 MW costituito da 35 aerogeneratori e da una stazione elettrica di trasformazione 66/380 kV installati su fondazioni flottanti nel Mare Adriatico meridionale e di un elettrodotto di connessione a 380 KV localizzato in parte a mare in parte a terra.



*Figura 1.1: Inquadramento dell'area interessata dall'impianto eolico proposto*

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 da un punto di vista ambientale, paesaggistico, e socio-economico.

Verranno quindi descritte in maniera sommaria 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 1999 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)

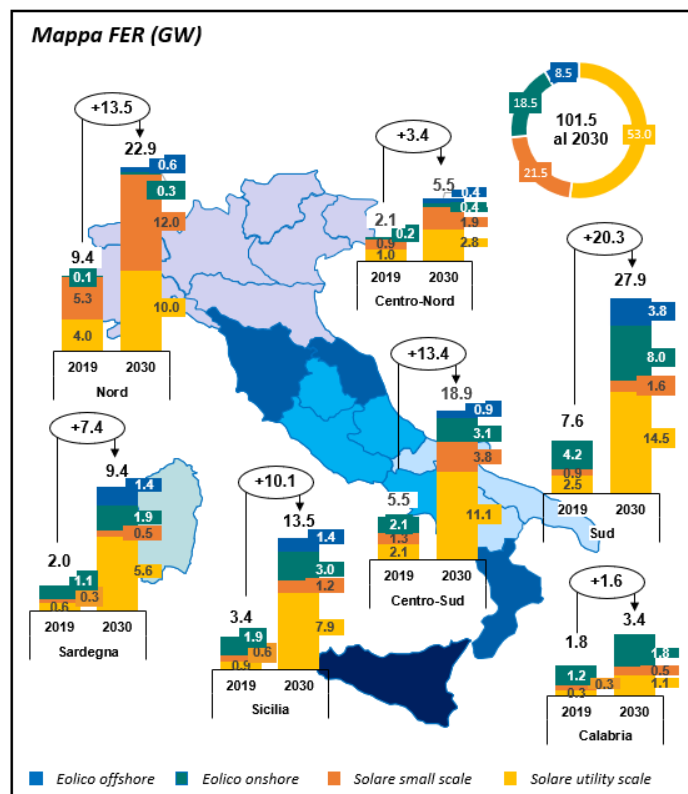
A gennaio 2020 il PNIEC è stato pubblicato dal MISE ed inviato alla Commissione Europea. Il Piano stabilisce, coerentemente con la pianificazione europea, gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché gli 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**.



### 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 capitolo 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.

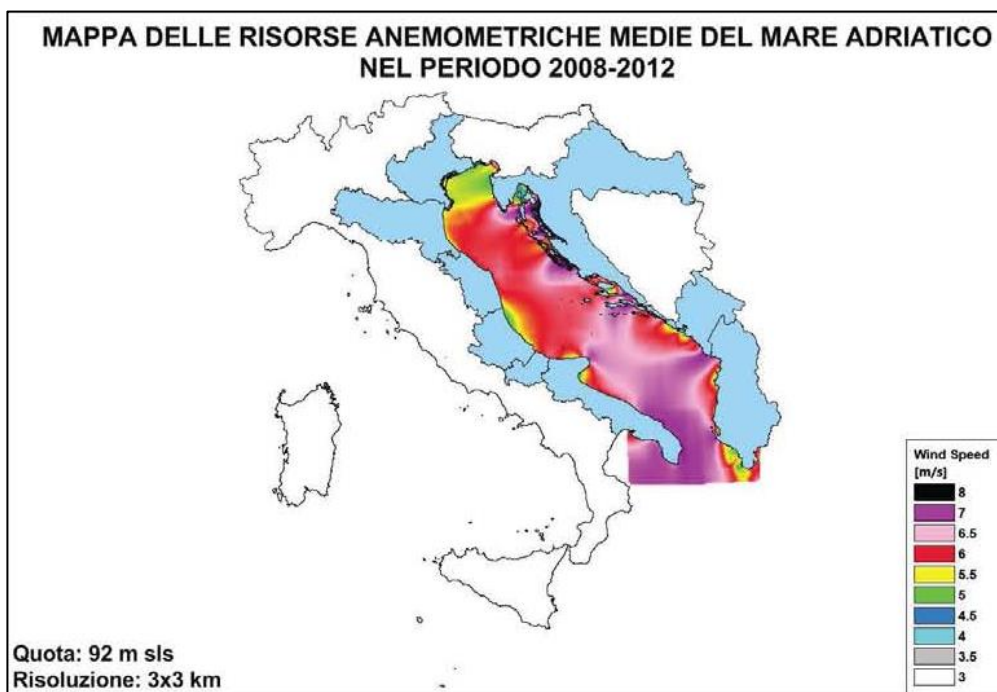


Il progetto Powered ha inteso pertanto verificare se nel bacino adriatico esistessero le condizioni anemologiche, ambientali e tecnico amministrative per investire sulla produzione di energia eolica offshore e definito un complesso di linee guida condivise da tutti i Paesi dell'area adriatica, volte 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 2.1: Mappa del Vento nel Mare Adriatico – Powered*

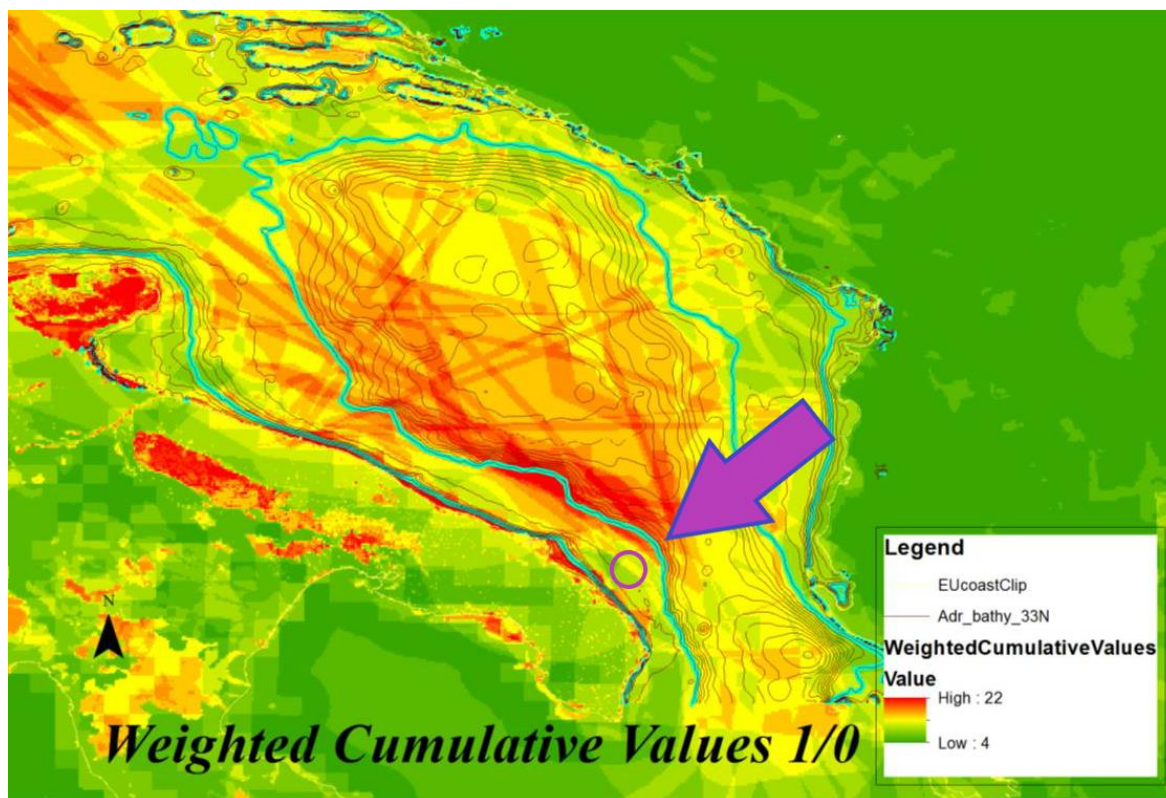
L'obiettivo finale del WP5 era di elaborare un'analisi semiquantitativa e qualitativa dei vincoli ambientali ed infrastrutturali presenti nel Mare Adriatico: a tale scopo è stata quindi esaminata la distribuzione spaziale dei vincoli e, assegnando un peso a ciascun vincolo presente in ciascun tratto 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**.

Nel report conclusivo del WP5 (cap. 5) si riportano delle mappe tematiche riepilogative dei potenziali conflitti e tra queste alcune sono dedicate proprio alla Puglia (Figura 2.2). Il gruppo di lavoro svolge una riflessione approfondita concentrandosi sulle acque poco profonde (<40 m) lungo la costa adriatica della penisola salentina da cui emerge la difficoltà di localizzare un impianto eolico offshore in prossimità della costa data la presenza di aree protette e habitat rilevanti e particolarmente fragili. Allo stesso modo propone un ragionamento sulle opportunità che un parco eolico offshore potrebbe generare sul litorale a sud di Brindisi gravemente degradato dall'attività antropica locale.



*Figura 2.2: 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 ALTRI IMPIANTI EOLICI OFFSHORE NELL'AREA DI PROGETTO

Nell'area marina a sud di Brindisi è situato un progetto di impianto eolico offshore dalla TG Energie Rinnovabili s.r.l. in fase di autorizzazione avanzata. Il progetto è posizionato in un'area di mare posta di fronte alla centrale elettrica di Cerano a sud di Brindisi a circa 5 km dalla costa. L'impianto in progetto prevede l'installazione di 36 aerogeneratori per una potenza complessiva di 108 MW su fondazioni a jacket fissate al fondale marino con pali battuti. L'impianto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale gestita da TERNA con punto di connessione previsto sulla Stazione Elettrica di Brindisi Sud (150/380 kV) mediante la posa di quattro cavi sottomarini a 30 kV fino al punto di approdo posto nei pressi del margine meridionale fronte mare della centrale elettrica di Cerano per poi proseguire con un unico cavo interrato a 30 kV fino alla sottostazione (30/150 kV) posta in un'area localizzata di fronte alla centrale di Cerano a circa 5 km dalla costa. L'energia elettrica verrà quindi convogliata dalla sottostazione alla stazione elettrica di Brindisi sud sempre con linea interrata a 150 kV.

Allo stato attuale il Comitato Tecnico VIA del Ministero dell'Ambiente ha espresso il parere nr. 2392 del 12/05/2017 con esito positivo con prescrizioni, il procedimento autorizzativo è in corso presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri.



*Figura 2.3: Inquadramento su ortofoto della Centrale Eolica Offshore di Brindisi – Proponente TG Energie Rinnovabili srl*

## 2.5 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.

Si evidenzia inoltre 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 superando le criticità emerse nell'ambito del progetto Powered. L'area di progetto si posiziona infatti nell'area verde della citata mappa dei conflitti e quindi a bassa criticità come si può facilmente vedere osservando la figura 2.4 che rappresenta una particolare di dettaglio della Figura 2.2 con l'area impegnata dal parco eolico racchiusa nell'ovale azzurro.

Con riferimento al progetto di impianto eolico offshore della TG Energie Rinnovabili s.r.l. si evidenzia che **l'impianto** proposto è situato in un'area distante circa 20 km da quella occupata, in un tratto di mare di minor pregio ambientale e a notevolmente distanza dalla costa. In via preliminare si ritiene pertanto di considerare trascurabili gli eventuali impatti cumulativi.

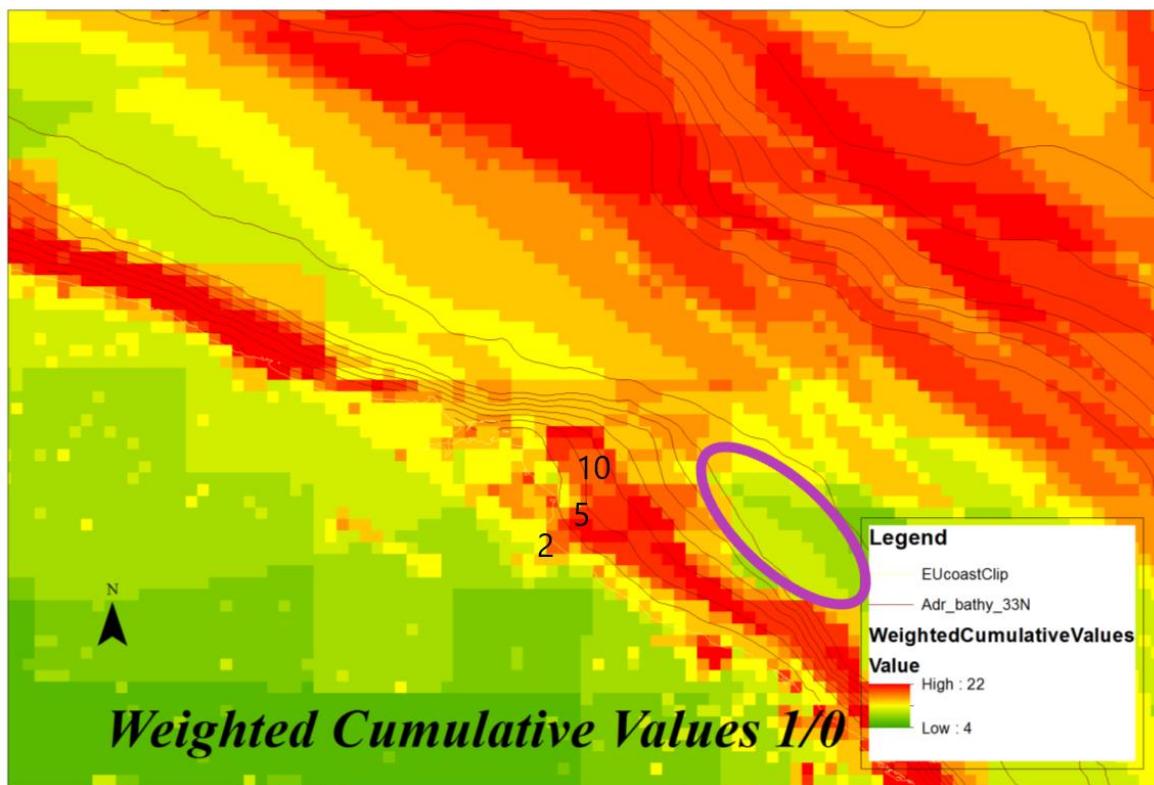


Figura 2.4: Particolare della Figura 2.2 con focus sulla zona a sud di Brindisi. L'ovale blu indica la posizione indicativa dell'impianto eolico offshore proposto



Figura 2.5: Inquadramento su ortofoto della Centrale Eolica Offshore di Brindisi – Proponente TG Energie Rinnovabili srl e della Centrale Eolica Offshore galleggiate sita nel Mare Adriatico meridionale – Proponente Iron Solar srl

### 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 2003/30/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 2009/28/CE, 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:





**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 Lupiae Maris

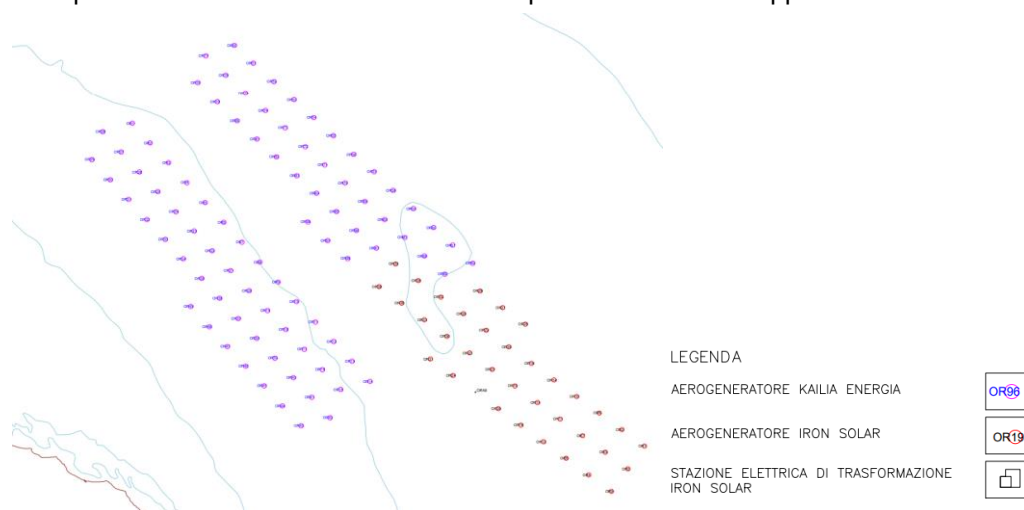
**3.4.1 Procedura di richiesta della concessione demaniale**

La società Iron Solar srl, appartenente al gruppo Hope e precedentemente intestataria del progetto, ha consegnato l'istanza di concessione demaniale, completa del progetto preliminare in data 11.05.2021 presso il Ministero delle Infrastrutture e delle Mobilità Sostenibili e presso le Capitanerie di Porto di Gallipoli e di Brindisi. La pubblicazione dell'avviso è del settembre 2021.

La stessa società ha inoltrato a TERNA spa la richiesta di connessione alla rete elettrica Nazionale, contestualmente all'istanza di concessione demaniale, la STMG è stata ricevuta in data 15.03.2022.

A seguito della pubblicazione del settembre 2021, la società Kaila Energia S.r.l. ha presentato presso il Mims Istanza di Concessione demaniale concorrente con le aree definite dal progetto Lupiae Maris.

A tale istanza della società Kaila Energia S.r.l. ha fatto seguito un Procedimento di Concorrenza presso il Ministero che ha portato ad un accordo delle due Società proponenti, consistente nella leggera modifica dei due layout di impianto e delle aree demaniali richieste per evitarne la sovrapposizione.



**Revisione dei layouts di impianto a seguito di Istanza di Concorrenza**

Nel settembre 2022, a valle di questo procedimento, il Ministero ha invitato le due Società a ripubblicare l'istanza di concessione demaniale con le modifiche intervenute.

La nuova pubblicazione della società Iron Solar srl è del novembre 2022 e attualmente la scrivente è in attesa della riapertura del procedimento per la ricezione del parere preliminare al rilascio della concessione demaniale.

### **3.4.2 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 Autorizzazione Demaniale, pertanto il procedimento presso il MiTE risulta essere già attivo.

### **3.4.3 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**

I principali componenti dell'impianto sono:

- i 35 generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 8 sottocampi;
- le linee elettriche in cavo sottomarino di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione off-shore, con tutti i dispositivi di trasformazione di tensione e sezionamento necessari;
- la Stazione Elettrica 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.
- l'elettrodotto di connessione in HVAC, formato da un primo tratto in cavo marino a 380 kV e da un secondo tratto di cavidotto interrato a 380 kV, servirà per collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Gli aerogeneratori, di potenza unitaria pari a 15 MW, saranno collegati in entra-esce e raccolti in 7 gruppi, dall'ultimo aerogeneratore di ogni gruppo partono le linee di raccolta a tensione di 66 kV che si attesteranno sul quadro a 66 kV nella Stazione Elettrica (SE) Off-Shore del produttore. All'interno della Stazione Elettrica, l'energia prodotta sarà convertita alla tensione di 380 kV attraverso due trasformatori elevatori 66/380 kV e, quindi, convogliata a terra attraverso un elettrodotto HVAC costituito da un cavo marino a 380 kV. In prossimità

del punto di approdo, il cavo marino sarà giuntato con una terna di cavi per posa interrata per poi proseguire fino alla Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV di Brindisi, punto di connessione alla rete RTN indicato da TERNA.

Sarà pertanto realizzata una Stazione Elettrica Utente (SE) di trasformazione a mare all'interno dell'impianto eolico. Dalla SE partirà un elettrodotto costituito da un cavo sottomarino ad altissima tensione (380 kV) lungo circa 36 km con approdo sulla costa situato nei pressi della Centrale Elettrica di Cerano. 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 in posa interrata su strada o su aree private fino al punto di consegna presso la Stazione Elettrica TERNA di Brindisi.

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

### 4.1 L'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 35 aerogeneratori posizionati a mare al largo della costa compresa tra Brindisi e Lecce, ad una distanza minima dalla costa compresa pari a 16,5 km. Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini lungo la costa sono:

- Brindisi (BR)	32 km
- Casalabate (LE)	22,5 km
- Torre Rinalda (LE)	19,5 km
- Torre Chianca (LE)	18 km
- San Cataldo (LE)	17 km
- Torre Specchia (LE)	18,5 km
- San Foca (LE)	19 km
- Torre Dell'Orso (LE)	21 km
- Alimini (LE)	27 km
- Otranto (LE)	34 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 17 km, ampiamente 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 tratta di uno specchio d'acqua posto in prossimità del limite delle acque territoriali Italiane, sufficientemente distante dalla costa in modo da ridurre sensibilmente gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche in essere quali la pesca locale, il traffico navale in entrata ed uscita dal porto di Brindisi, le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, gli usi militari e l'affondamento esplosivi, l'esercizi del gasdotto TAP.

All'interno dell'area scelta, il posizionamento degli aerogeneratori segue una matrice regolare, con distanza tra gli aerogeneratori è pari a 1500 m superiore quindi a 5d

## 4.2 COORDINATE AEROGENERATORI

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nei sistemi di riferimento UTM WGS84 Fuso 33 e Gauss Boaga - Roma 40 fuso E:

WTG	UTM WGS84 Fuso 33		Gauss Boaga - Roma 40 fuso E	
	coordinate Est	Coordinate Nord	coordinate Est	Coordinate Nord
1	800114,105	4486558,640	2820120,548	4486567,379
4	798903,710	4487444,593	2818910,146	4487453,338
5	798017,762	4486234,182	2818024,192	4486242,920
6	797131,814	4485023,770	2817138,237	4485032,501
2	799228,173	4485348,233	2819234,610	4485356,965
7	797693,298	4488330,541	2817699,727	4488339,293
8	796807,350	4487120,130	2816813,773	4487128,874
9	795921,402	4485909,718	2815927,819	4485918,455
3	798342,225	4484137,822	2818348,656	4484146,547
10	796482,887	4489216,489	2816489,309	4489225,247
11	795596,922	4488006,073	2815603,338	4488014,824
12	794710,974	4486795,662	2814717,383	4486804,405
13	795272,476	4490102,437	2815278,890	4490111,201
14	794386,527	4488892,026	2814392,936	4488900,783
15	793500,579	4487681,614	2813506,981	4487690,364
16	794062,0641	4490988,386	2814068,471	4490997,156
17	793176,116	4489777,974	2813182,517	4489786,737
18	792290,168	4488567,563	2812296,563	4488576,318
22	792527,173	4493970,689	2812533,572	4493979,478
23	791641,241	4492760,282	2811647,634	4492769,064
24	790755,293	4491549,870	2810761,680	4491558,646
25	789869,345	4490339,459	2809875,725	4490348,227
19	793737,601	4493084,745	2813744,007	4493093,529
20	792851,653	4491874,334	2812858,053	4491883,110
21	791965,704	4490663,922	2811972,098	4490672,691
26	791316,778	4494856,641	2811323,170	4494865,437
27	790430,830	4493646,230	2810437,215	4493655,019
28	789544,882	4492435,818	2809551,261	4492444,600
29	788658,933	4491225,407	2808665,307	4491234,181
30	789220,418	4494532,178	2809226,797	4494540,973
31	788334,470	4493321,767	2808340,842	4493330,554
32	788010,007	4495418,126	2808016,378	4495426,927
33	787124,059	4494207,715	2807130,424	4494216,509
34	786799,595	4496304,074	2806805,959	4496312,882
35	785913,647	4495093,663	2805920,005	4495102,463

Tabella 4-1: coordinate aerogeneratori



Figura 4.2: posizione aerogeneratore

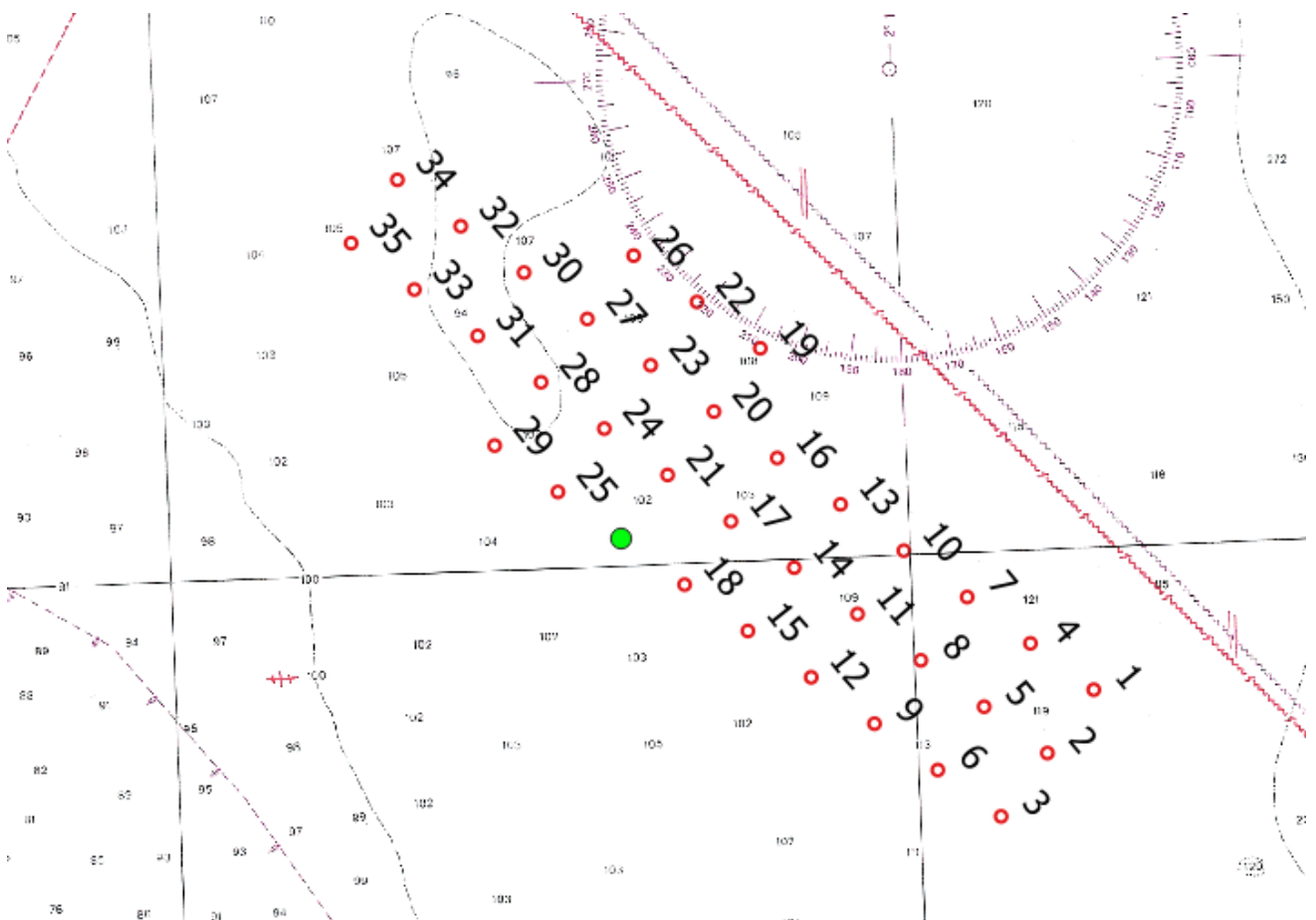


Figura 4.3: posizione aerogeneratori

## 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 Alghie 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.

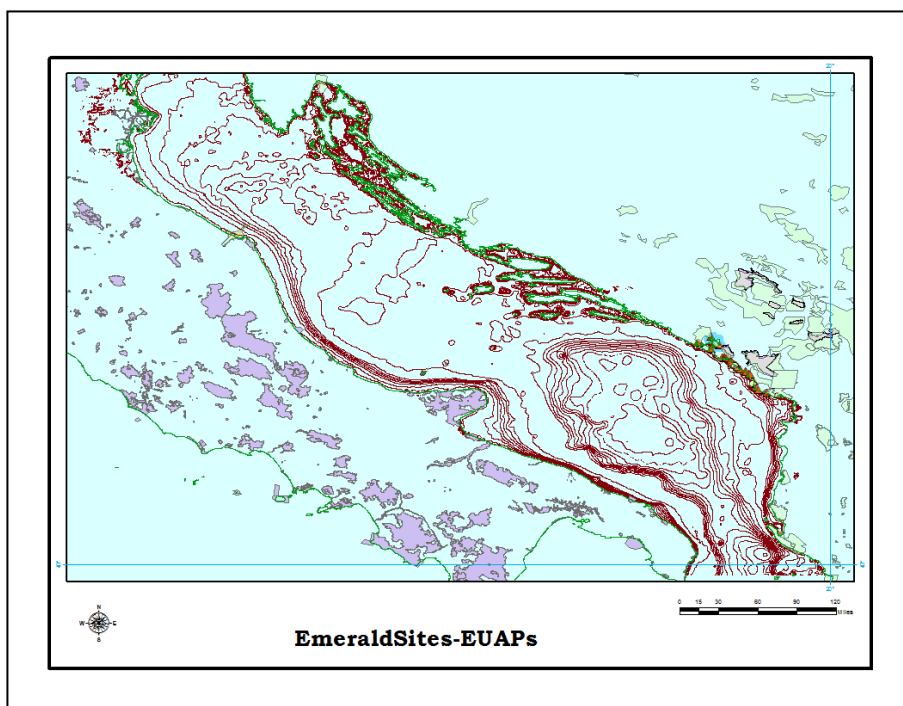


Figura 5.1: aree protette - rete Emerald – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



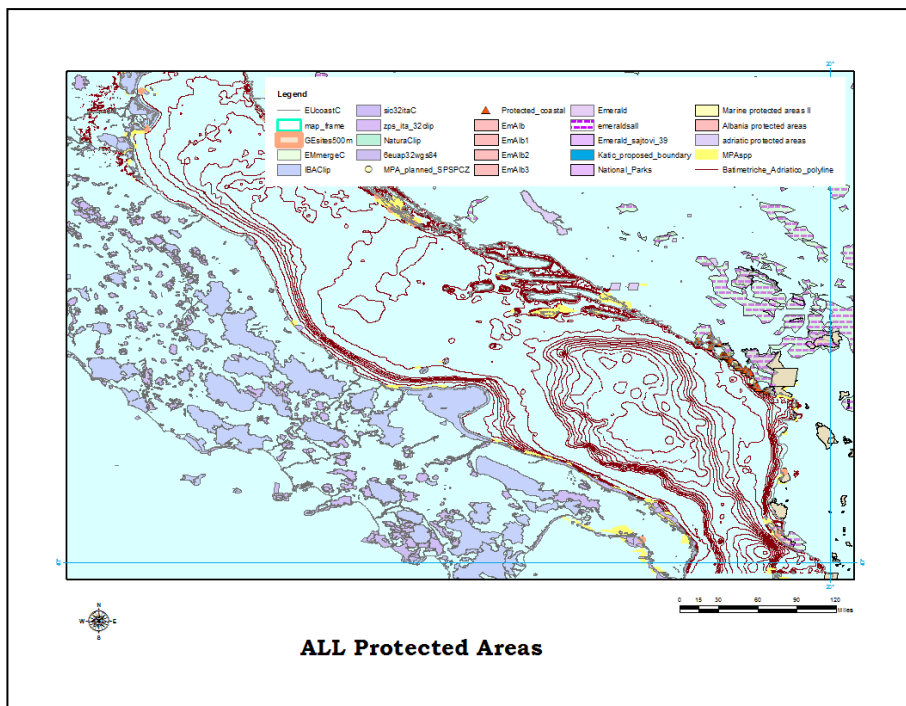


Figura 5.2: aree protette nel Mare Adriatico– Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

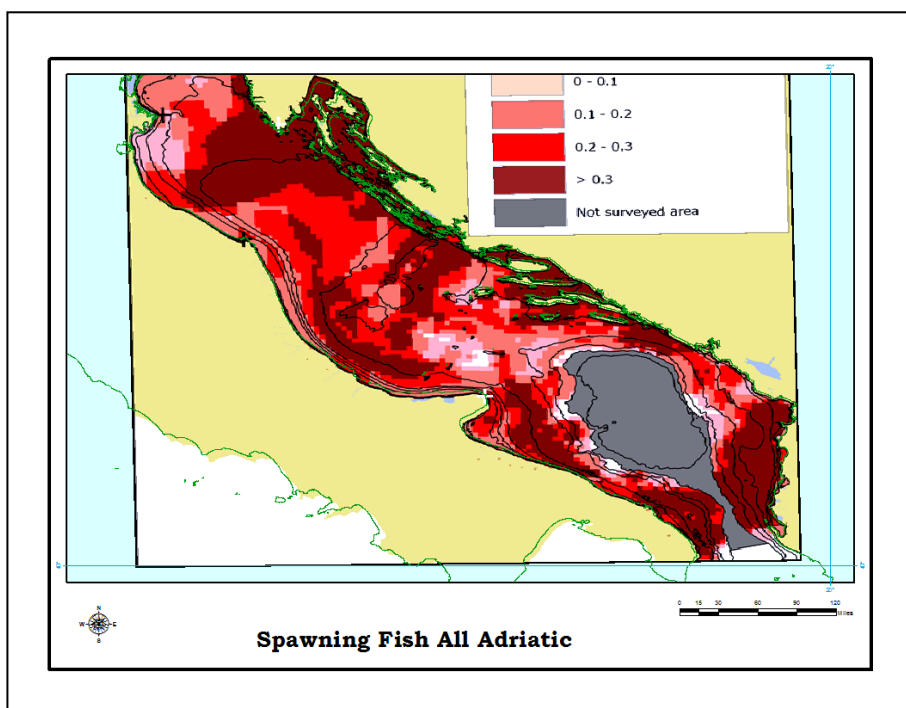


Figura 5.3: Aree di deposizione delle uova – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

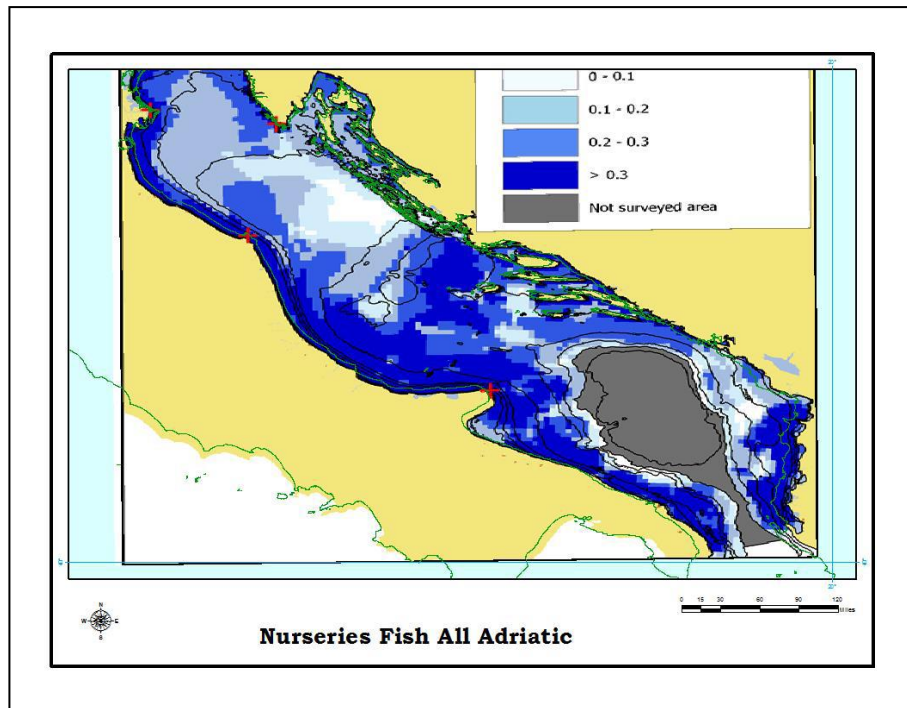


Figura 5.4: aree di crescita del novellame – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

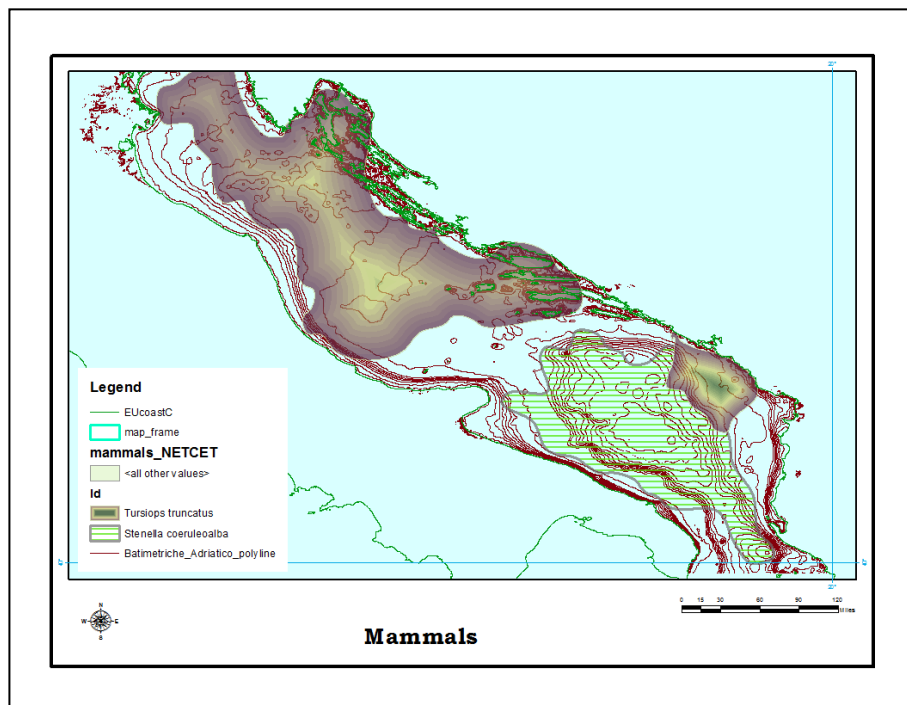


Figura 5.5: mammiferi marini - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

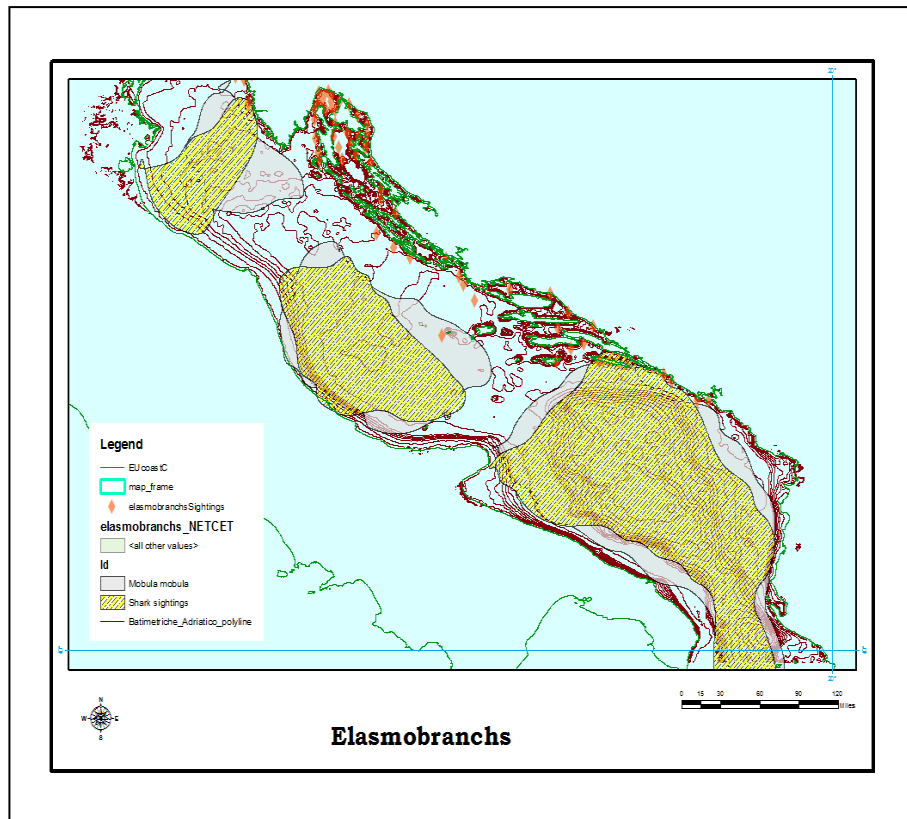


Figura 5.6: Elasmobranchi - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

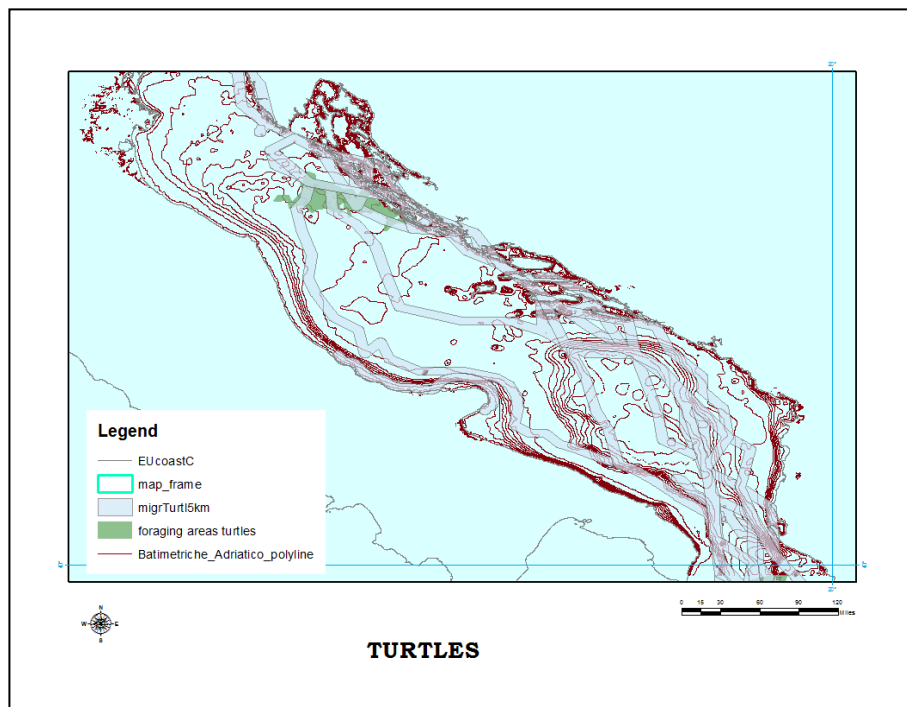


Figura 5.7: Tartarughe - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

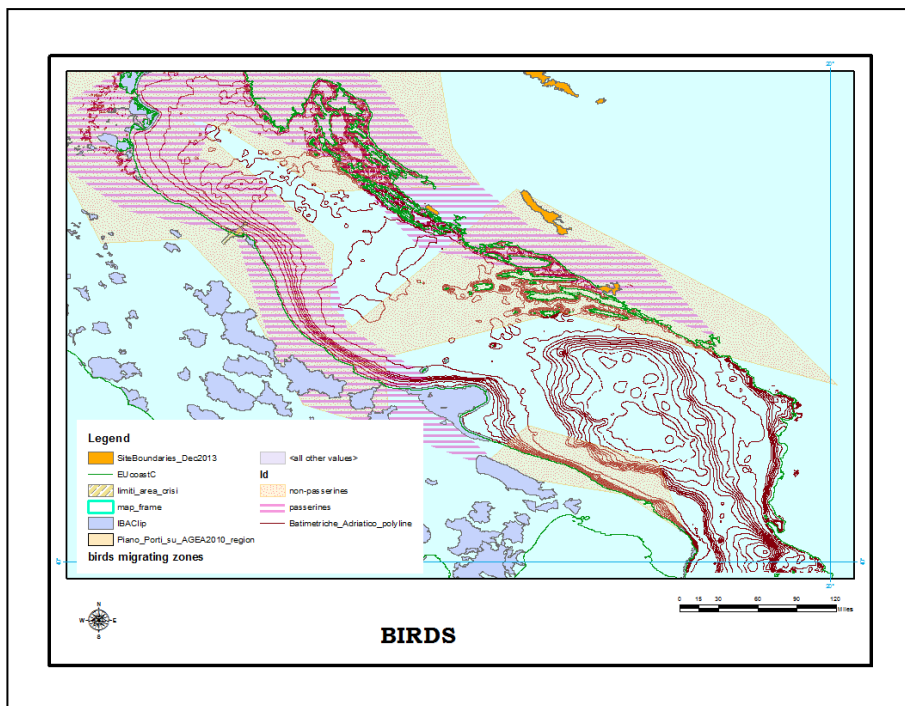


Figura 5.8: Uccelli - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

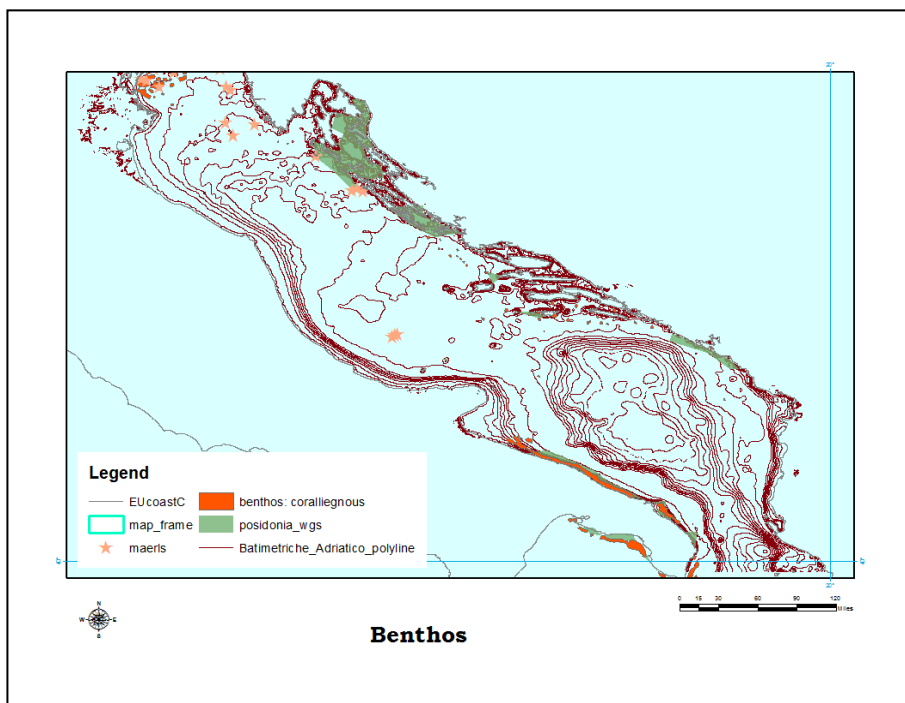


Figura 5.9: Habitat bentonici - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

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

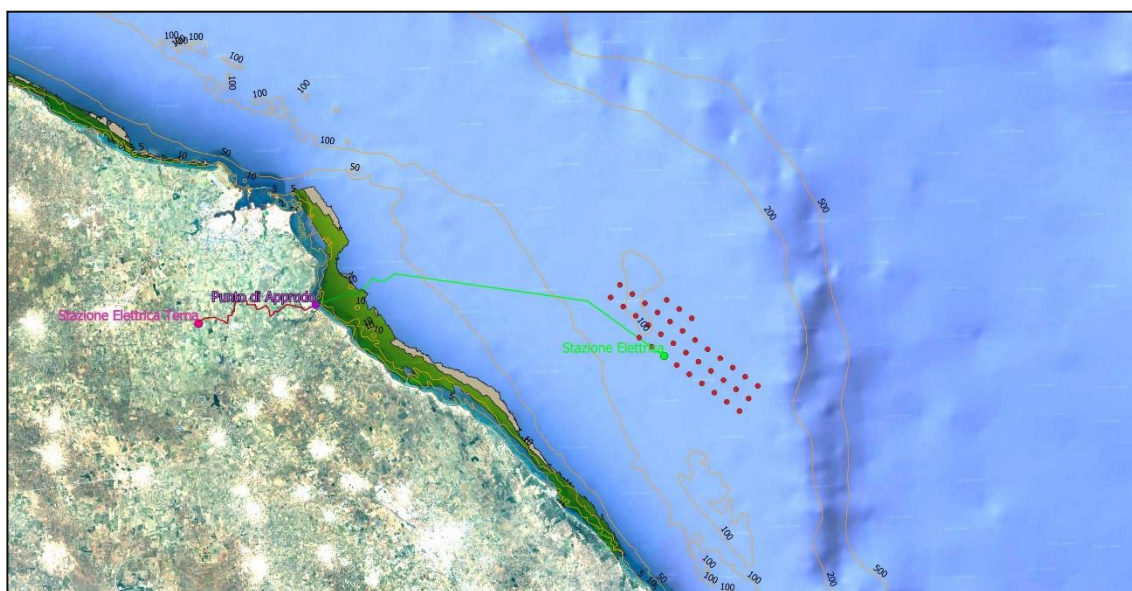
prodotta. Dalla sovrapposizione cartografica (Fig. 5.24) si evidenzia come l'impianto eolico è distante dalla fascia di posidonia oceanica che invece risulta attraversata dalle opere di connessione.

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.

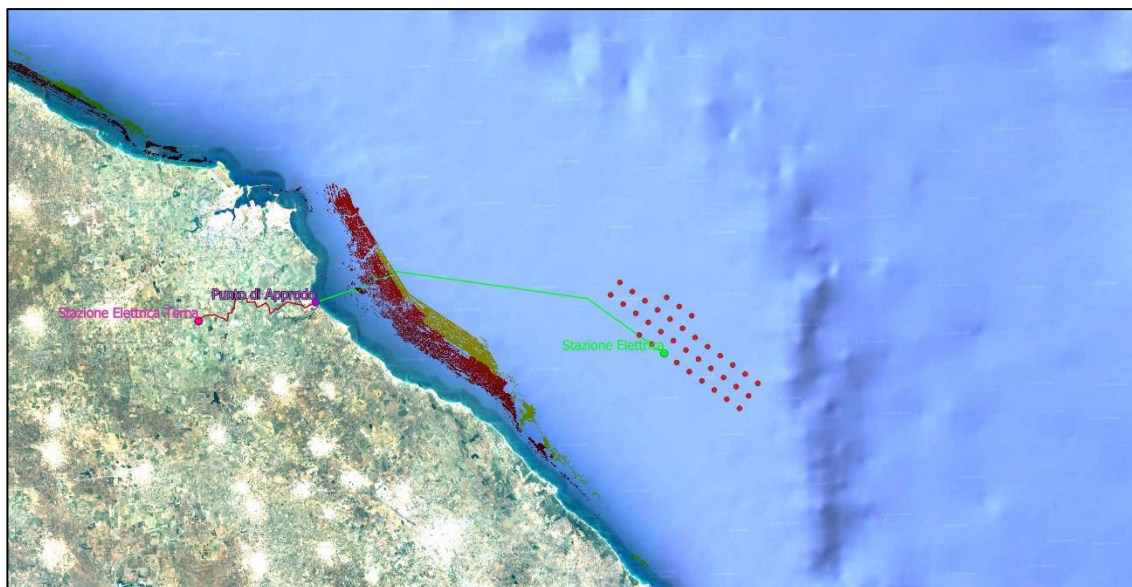
Con il termine "Biocostruzioni marine" si definiscono quegli ambienti caratterizzati dalla sovrapposizione di strutture biologiche che possono crescere una sull'altra sino a formare vere e proprie "scogliere" alte, a volte, anche alcuni metri. Nell'ambito della categoria "biocostruzioni marine" in Puglia, 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 reef 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.

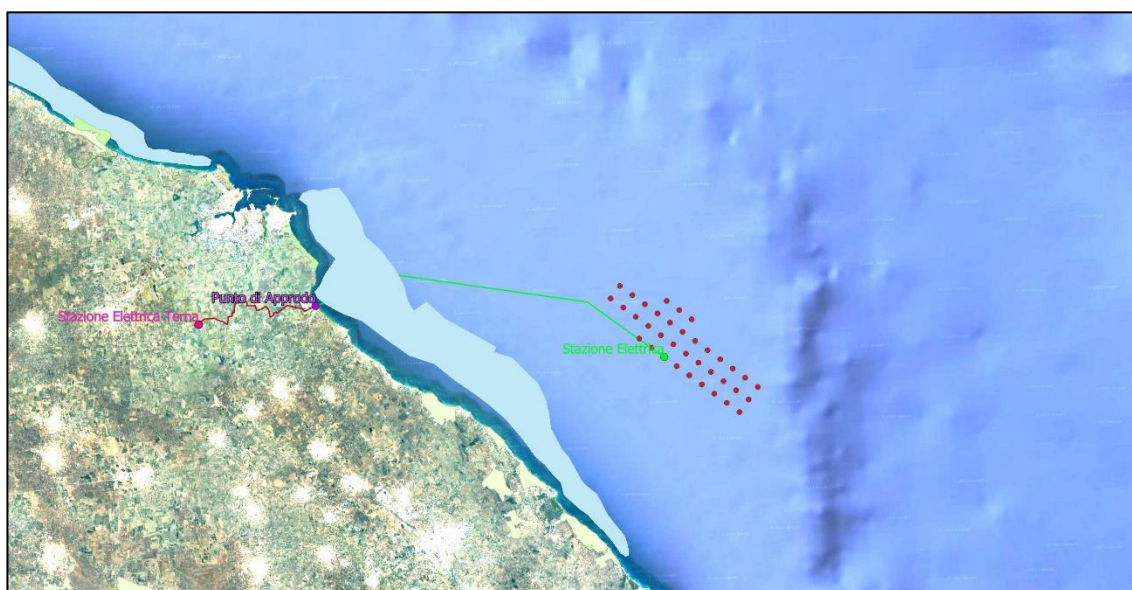
Gli studi effettuati dalla Regione Puglia e la cartografia prodotta si riflettono sulla perimetrazione dei siti "SIC mare" (Fig. 5.26). Dallo studio cartografico effettuato si rileva una notevole distanza tra l'impianto eolico e il sito protetto e l'attraversamento del SIC delle opere di connessione.



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

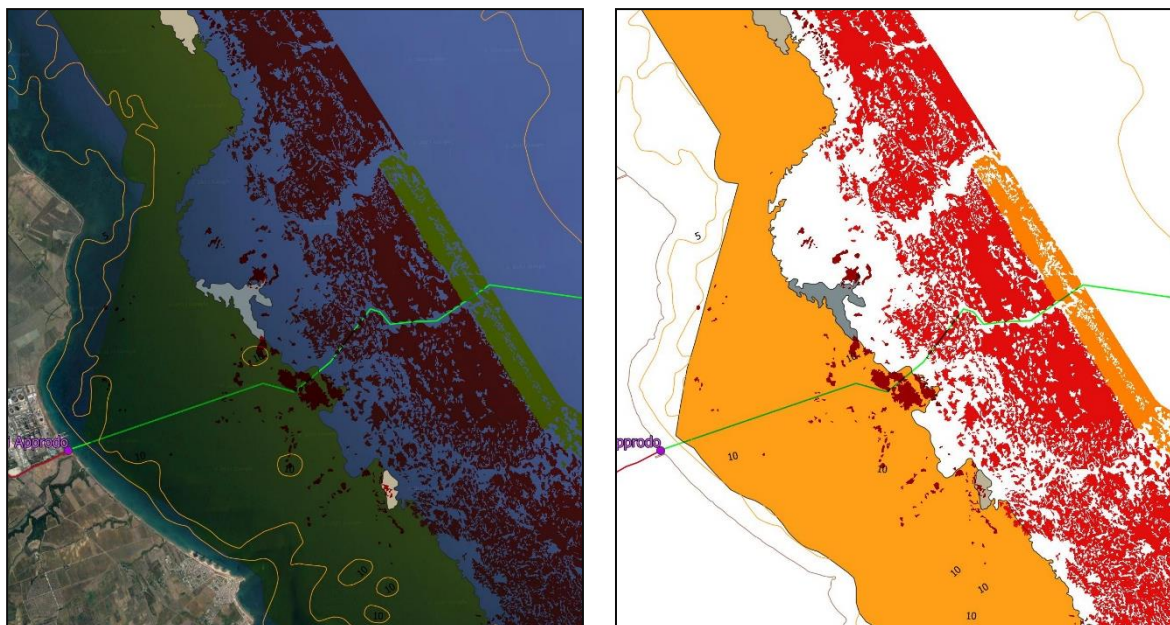


**Figura 5.11: Inquadramento dell'impianto eolico su cartografia delle biocostruzioni marine - Biomap**



**Figura 5.12: Inquadramento dell'impianto eolico su cartografia siti Natura 2000**

Andando ad esaminare più nel dettaglio il tratto di mare interessato dall'elettrodotto di connessione si evidenzia che non è possibile evitare di attraversare il sito perimetrato come SIC mare. Nell'area dove è presente il coralligeno la posa dell'elettrodotto potrà essere effettuata passando nei punti dove la presenza di coralligeno è più diradata evitando la posa in corrispondenza della biocostruzioni presenti.



**Figura 5.13: Particolare delle aree attraversate dall'elettrodoto di connessione su cartografia delle praterie di posidonia oceanica (CRISMA) e delle biocostruzioni marine (Biomap)**

Con riferimento all'attraversamento delle aree caratterizzate dalla presenza di posidonia oceanica si ipotizza di seguire un percorso cavo similare al percorso già proposto dalla TG Energie Rinnovabili s.r.l. per il già citato impianto eolico offshore posto a sud di Brindisi valutato positivamente dal CT VIA. Ovviamente il cavidotto sarà posato a distanza sufficiente dall'altro elettrodoto nel rispetto della concessione demaniale già in essere.



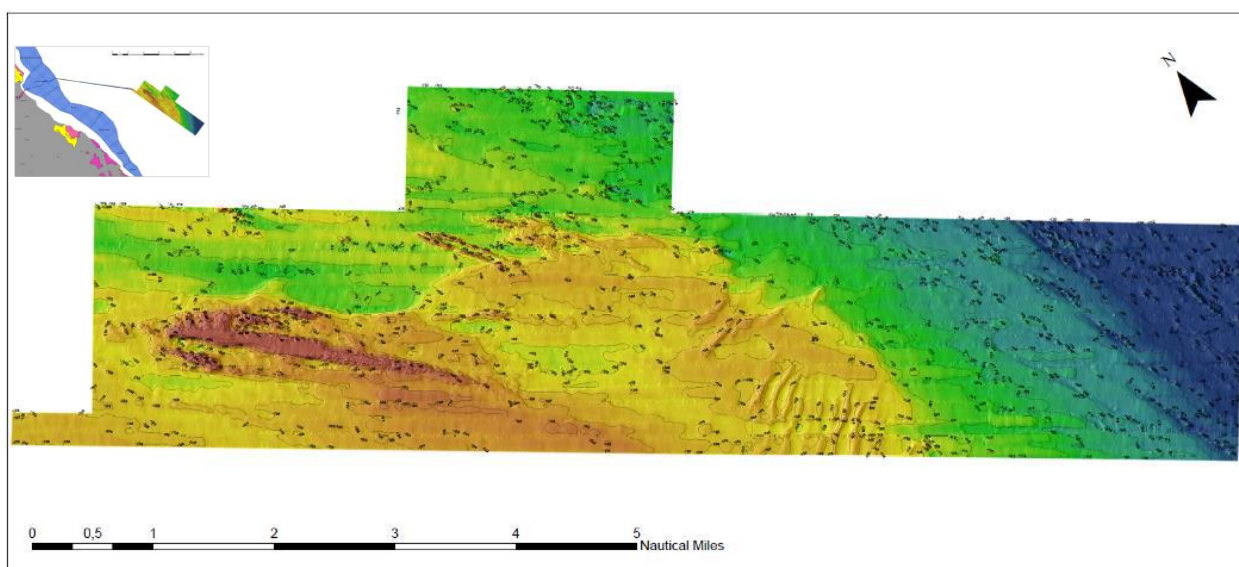
**Figura 5.14: Percorso elettrodoto di connessione con impianti eolici Lupiae Maris e TG Energie Rinnovabili**



**Figura 5.15: elaborati grafici del progetto dell'impianto eolico offshore di Brindisi – proponente TG Energie Rinnovabili con rilievi della Poseidonia e delle biocostruzioni presenti**

L'area interessata dalle opere in progetto è stata interessata nel mese di Luglio 2022 da rilievi geocustici con strumentazione Side Scan Sonar e Multibeam che hanno permesso di elaborare cartografie tematiche di dettaglio (cartografia biocenotica, e batimetrica), 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.8 INDAGINI MORFOLOGICHE E CARATTERIZZAZIONE GEOLOGICA E GEOMORFOLOGICA DEI FONDALI".

Per quanto concerne la batimetria dell'area si ha che, partendo dagli aereogeneratori posti nord ovest e dirigendosi verso sud est, il fondale marino degrada lentamente da una profondità minima di circa -95 metri fino a circa -126 metri.



**Figura 5.16: rappresentazione della batimetria nell'area di progetto**

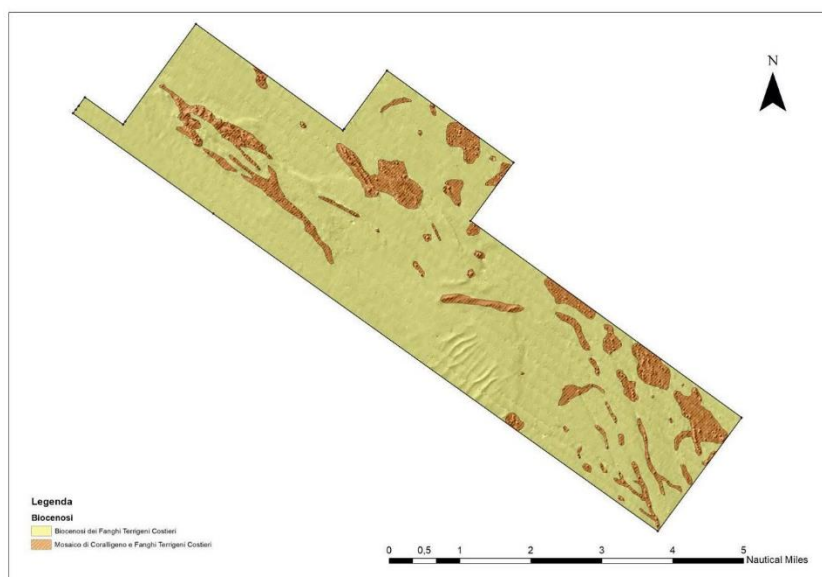


Il DEM (Digital Elevation Model) prodotto con una risoluzione di 5 m è stato spazializzato in ambiente GIS ai fini dell'individuazione ed elaborazione della mappa biocenotica dei tematismi presenti nello specchio acqueo interessato dal campo eolico.

Nella tabella e nell'immagine che seguono sono riportate le tipologie di habitat individuate:

Habitat	Area_ha	Percentuale
Biocenosi dei Fanghi Terrigeni Costieri	6.407,3	86,1%
Mosaico di Coralligeno e Fanghi Terrigeni Costieri	1.034,5	13,9 %

**Tabella 5-1: distribuzione delle tipologie di habitat individuate nell'area d'impianto**



**Figura 5.17: la mappa biocenotica realizzata all'interno del campo eolico offshore.**

Le indagini svolte si estendono oltre lo specchio d'acqua interessato dall'installazione dell'impianto coprendo anche l'area interessata dal passaggio dei cavi per il convogliamento a terra dell'energia elettrica prodotta. Anche l'area di indagine destinata ad ospitare il cavidotto risulta caratterizzata prevalentemente da biocenosi dei fondi molli (più dell'72%). L'analisi dei dati mette in evidenza un evidente gradiente di biodiversità che trova il suo maggior valore all'interno della ZSC Bosco Tramazzone - IT9140001.

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.

## 5.2 GEOLOGIA E SISMICA

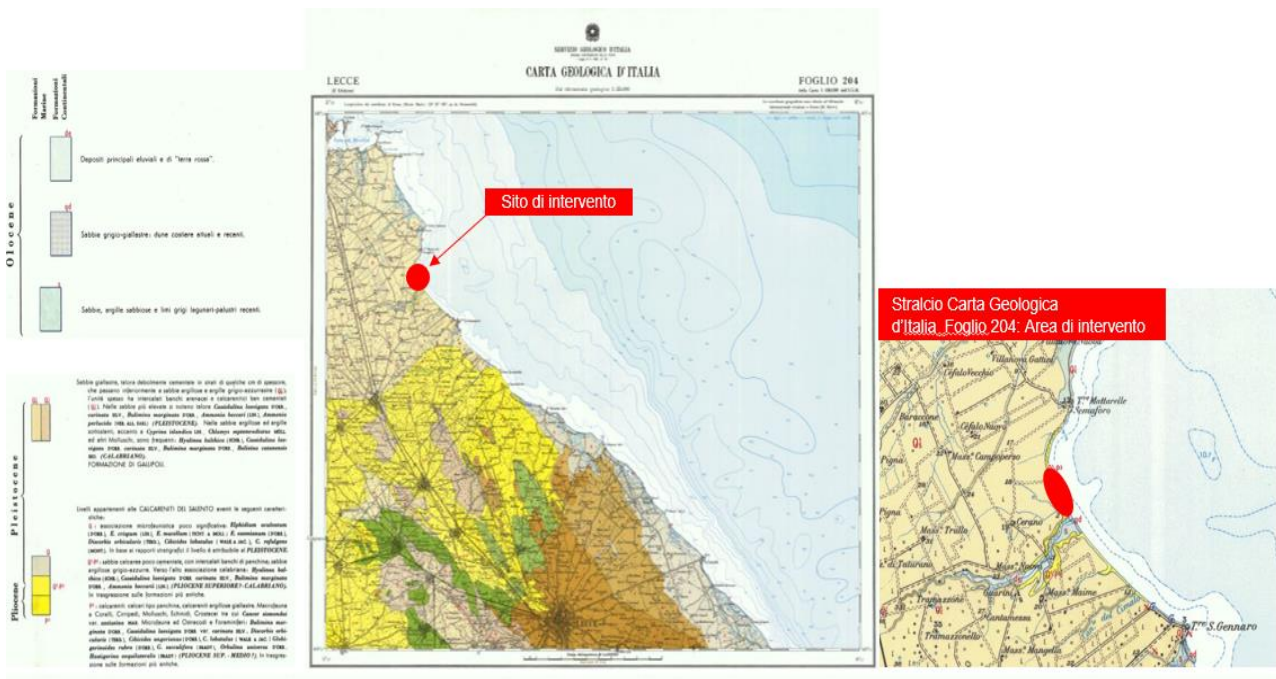
L'assetto geologico e stratigrafico territoriale è un basamento costituito da dolomie (Dolomie di Galatina – Cretacico) a cui si addossano e sovrappongono in trasgressione sedimenti miocenici costituiti dalla tipica "pietra leccese" e dalle calcareniti di Andrano.

L'impalcatura geologica dell'area, per costituzione, è composta dalle medesime formazioni riscontrabili anche nelle aree di Maruggio (foglio 213) e Brindisi (203), a parte qualche eccezione.

Notevole diffusione hanno pure i sedimenti marini pliocenici e quaternari rappresentati dai ben noti "Tufi" (Calcareniti del Salento), anch'essi di natura trasgressiva, sovrapposti ai sedimenti più antichi del Cretacico e del Miocene.

In località Cerano, al di sopra delle indicate formazioni, poggiano in progressione una serie di depositi principali che vanno dal Pliocene superiore al pleistocene. Dal basso verso l'alto abbiamo:

- Calcareniti del Salento (P3): di colore giallastro, sono presenti a nord della città di Lecce e con un unico lembo esteso ma irregolare che va da Torre Specchiolla, a nord, sino alla periferia di Lecce, a sud.
- Calcareniti del Salento (Q1-P3): di colore bianco tendente al grigio-azzurro, sono rappresentati da un vasto affioramento nella parte centrale del foglio di Lecce (in corrispondenza della località di Cellino San Marco) da cui si dipartono verso sud-est in fasce relativamente strette;
- Calcareniti del Salento (Q): sono presenti nel settore sudorientale del foglio di Lecce, in una fascia relativamente stretta e pianeggiante, delimitata da un lato dal mare e dall'altro dal lembo miocenico presente attorno alla città di Lecce.
- Formazione di Gallipoli (Q1s; Q1c): costituita da sabbie argillose giallastre, talora debolmente cementate ed organizzate in strati di qualche centimetro di spessore. Spesso l'unità ha intercalati banchi arenacei e calcarenitici ben cementati. Tale formazione è presente soprattutto nei settori settentrionali, dove occupa una vastissima area attorno a Brindisi. Altri lembi meno estesi si trovano anche a sud.



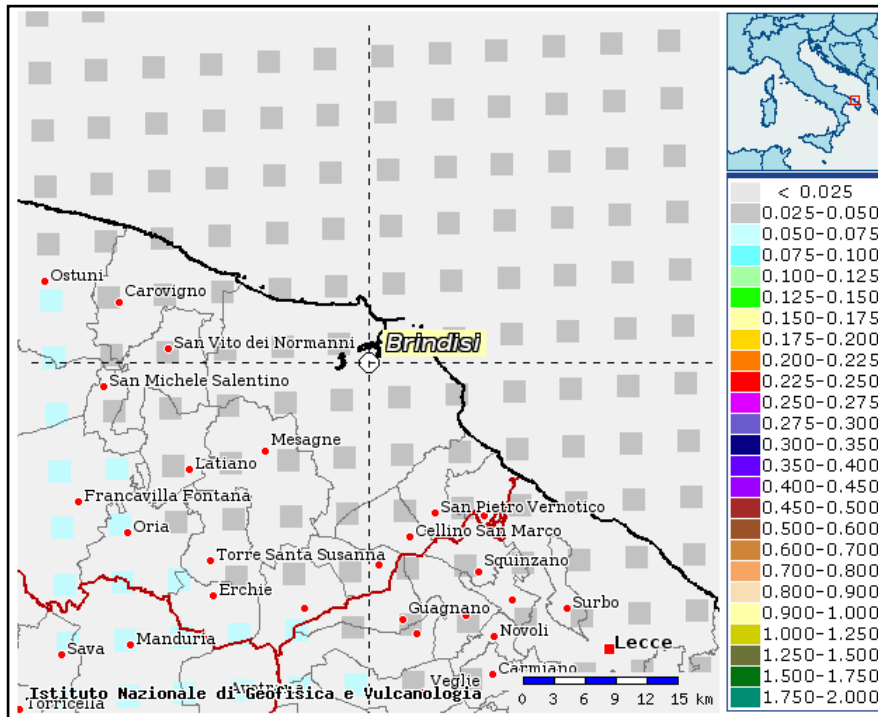
Stralcio della carta geologica (scala 1:100.000) relativa al foglio di Lecce n. 204

Per quanto riguarda la **sismicità del sito**, l'area in esame è stata classificata, in base all'O.P.C.M. 3274 del 2003 e successivo aggiornamento in base all'O.P.C.M. 3519 del 2006, nella zona sismica di 4° categoria, pertanto andranno altresì considerati gli aspetti sismici connessi alla normativa.

Zona sismica di riferimento	Intervallo di pertinenza della PGA (10% in 50 anni)	$a_{g,max}$
1	$0,25 < a_g \leq 0,35$ g	0,35 g
2	$0,15 < a_g \leq 0,25$ g	0,25 g
3	$0,05 < a_g \leq 0,15$ g	0,15 g
4	$a_g \leq 0,05$ g	0,05 g

Si riporta in seguito la zonazione sismica del territorio eseguita da parte dell'INGV da cui si evincono le accelerazioni del suolo (INGV) in termini di frazioni di "g" (accelerazione di gravità), in caso di evento sismico. L'area in esame è caratterizzata da un'accelerazione sismica compresa tra 0,025 e 0,050g.

Si riporta inoltre, al fine di fare una caratterizzazione storica della sismicità del sito, una tabella con gli eventi sismici storici e delle relative intensità che hanno coinvolto il comune di Brindisi.

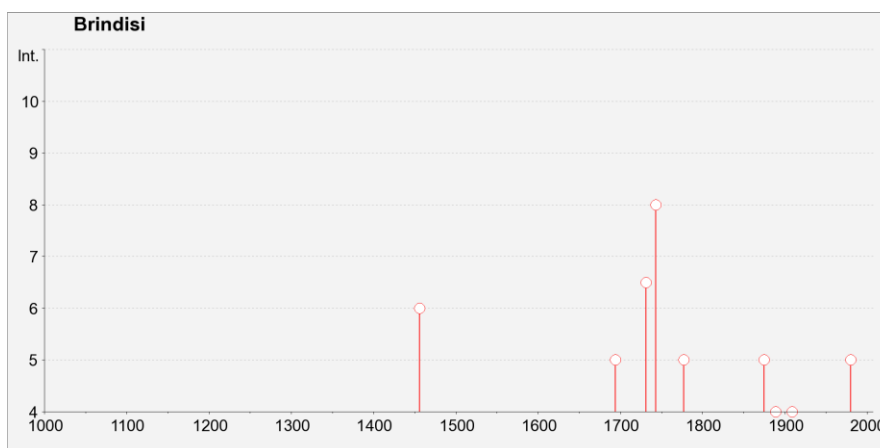


Zonazione sismica del territorio

**Storia sismica di Brindisi**  
**[40.637, 17.945]**

Numero di eventi: 21

Effetti		In occasione del terremoto del:		
I [MCS]	Data	Ax	Np	Io Mw
6	1456 12 05	MOLISE	199	11 7.22 ±0.13
5	1694 09 08 11:40	Irpinia-Basilicata	251	10 6.79 ±0.10
6-7	1731 03 20 03:00	Foggiano	50	9 6.53 ±0.25
8	1743 02 20 16:30	Basso Ionio	77	9 7.13 ±0.19
5	1777 06 06 16:15	CALABRIA	9	
2-3	1857 12 16 21:15	Basilicata	340	11 7.03 ±0.08
5	1875 12 06	S.MARCO IN LAMIS	97	8 5.98 ±0.16
4	1889 12 08	APRICENA	122	7 5.69 ±0.13
3	1905 09 08 01:43	Calabria meridionale	895	7.04 ±0.16
EE	1908 12 28 04:2	Calabria meridionale-Messina	800	11 7.10 ±0.15
4	1909 01 20 19:58	Salento	32	
NF	1910 06 07 02:04	Irpinia-Basilicata	376	8 5.73 ±0.09
NF	1913 06 28 08:5	Calabria settentrionale	151	8 5.66 ±0.14
NF	1915 01 13 06:52	Avezzano	1041	11 7.00 ±0.09
F	1930 07 23 00:0	Irpinia	547	10 6.62 ±0.09
NF	1947 05 11 06:3	Calabria centrale	254	8 5.70 ±0.13
NF	1951 01 16 01:1	Gargano	73	7 5.35 ±0.20
2	1978 09 25 10:08	Matera	120	6 4.88 ±0.13
5	1980 11 23 18:3	Irpinia-Basilicata	1394	10 6.89 ±0.09
NF	1984 04 29 05:0	GUBBIO/VALFABBRICA	709	7 5.65 ±0.09
3-4	1990 05 05 07:2	Potentino	1374	5.80 ±0.09



*Terremoti storici e intensità registrata*

### 5.3 ASPETTI CLIMATICI

Lo studio meteomarinario di dettaglio del sito è contenuto negli elaborati della sezione denominata "SIA.ES.9 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.

### 5.3.1 Il vento

Le analisi delle variabili di vento presentate in questa sezione sono basate sui dati di rianalisi hindcast del database ERA5, per le coordinate 40.5 N 18.5 E, per il periodo che va dal 01/01/1980 al 31/12/2021, con discretizzazione temporale pari a 1 ora 100m s.l.m

Le velocità medie del vento tendono a raggiungere i loro valori più alti nei mesi invernali (picco in febbraio) e i più bassi nei mesi estivi (minimo in agosto), e questo si riscontra anche nelle velocità massime e la deviazione standard. I valori di minimo, invece, sono vicini allo zero, indicando che si 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	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
	Media	7,4	8,2	8,5	8,3	7,7	6,9	6,7	6,8	6,3	6,3	7,2	8,2	8,4
	Max	29,5	26,6	26,8	29,5	23,9	26,2	21,5	19,8	18,9	22,9	26,1	29,0	26,8
	Std	4,1	4,4	4,5	4,4	4,2	3,8	3,4	3,2	3,1	3,4	4,1	4,5	4,5

Tabella 5-2: Statistiche mensili e annuali della velocità del vento

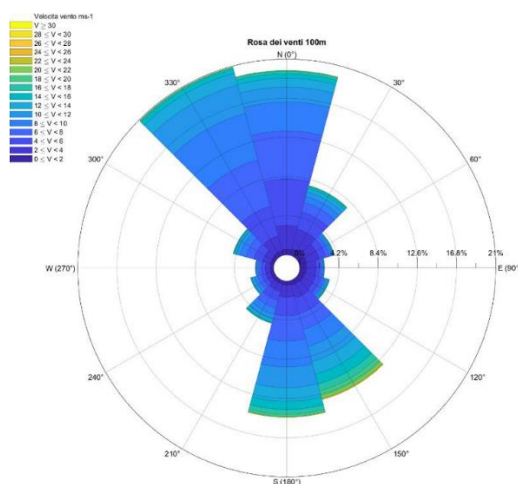


Figura 5.18 Rosa dei venti, a 100 m s.l.m

V <sub>100m,1h</sub>	Direzione [°N]	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	28-30
TOT		6.394%	15.449%	18.533%	19.254%	16.231%	10.797%	6.324%	3.555%	1.917%	0.951%	0.407%	0.142%	0.036%	0.01%	0.00%
0	20.882%	0.683%	2.773%	5.302%	5.426%	3.246%	1.649%	0.960%	0.512%	0.237%	0.071%	0.018%	0.005%	0.001%	0.00%	
30	7.657%	0.689%	2.205%	1.871%	1.020%	0.670%	0.512%	0.340%	0.202%	0.108%	0.034%	0.006%	0.000%			
60	3.656%	0.687%	1.348%	0.737%	0.378%	0.234%	0.140%	0.087%	0.033%	0.011%	0.002%					
90	2.482%	0.623%	0.976%	0.420%	0.202%	0.127%	0.078%	0.037%	0.014%	0.003%	0.001%					
120	3.066%	0.578%	1.024%	0.546%	0.329%	0.208%	0.156%	0.104%	0.073%	0.030%	0.014%	0.004%	0.001%			
150	11.812%	0.572%	1.387%	1.459%	1.458%	1.565%	1.437%	1.258%	1.019%	0.733%	0.501%	0.271%	0.112%	0.032%	0.01%	0.00%
180	15.460%	0.489%	1.377%	2.060%	2.749%	2.974%	2.410%	1.569%	0.947%	0.540%	0.241%	0.085%	0.017%	0.002%	0.00%	
210	5.427%	0.413%	0.928%	1.136%	1.080%	0.810%	0.520%	0.327%	0.142%	0.051%	0.017%	0.004%	0.001%			
240	2.923%	0.359%	0.593%	0.554%	0.489%	0.441%	0.312%	0.122%	0.045%	0.007%	0.002%					
270	1.942%	0.363%	0.493%	0.409%	0.325%	0.208%	0.090%	0.037%	0.013%	0.002%	0.001%					
300	3.976%	0.402%	0.748%	0.812%	0.758%	0.583%	0.347%	0.174%	0.088%	0.039%	0.018%	0.006%	0.001%			
330	20.717%	0.537%	1.598%	3.227%	5.042%	5.164%	3.147%	1.309%	0.466%	0.156%	0.051%	0.015%	0.005%	0.001%	0.00%	

Tabella 5-3 Tabelle di frequenza delle velocità del vento a 100 m s.l.m

### 5.3.2 Il moto ondoso

Il moto ondoso è stato analizzato considerando i dati di rianalisi hindcast del database ERA5, per le coordinate 40.5 N 18.5 E, per il periodo che va dal 01/01/1980 al 31/12/2021, con discretizzazione temporale pari a 1 ora. I valori di minima, massima, media e deviazione standard di H<sub>s</sub> (altezza significativa dell'onda), T<sub>P</sub> (periodo di picco) e T<sub>z</sub> (periodo medio) valutati su base mensile e annuale, sono presentati in Tabella 5.4.

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. ~1.2m in febbraio, contro ~0.6m in agosto), anche se in generale i valori sono molto moderati. Un simile andamento stagionale si osserva anche nei valori massimi e nella deviazione standard. Sia il  $T_P$  che il  $T_z$  hanno un andamento stagionale simile, 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 ( $T_z$ ) 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	0.05	0.09	0.08	0.06	0.05	0.07	0.05	0.06	0.05	0.05	0.08	0.06
	Media	0.90	1.14	1.19	1.08	0.89	0.70	0.65	0.67	0.62	0.69	0.86	1.08	1.18
	Max	5.89	5.38	5.64	5.77	4.28	3.98	4.80	3.42	3.09	4.16	5.26	5.89	5.22
	Std	0.67	0.80	0.80	0.75	0.61	0.50	0.44	0.44	0.41	0.48	0.64	0.75	0.79
		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	5.43	6.15	6.22	5.91	5.70	5.09	4.61	4.56	4.43	4.75	5.34	6.14	6.30
	Max	14.83	13.93	14.14	13.17	12.78	12.97	10.77	8.85	8.93	14.83	13.16	12.84	13.52
	Std	1.81	1.88	1.89	1.84	1.81	1.70	1.31	1.22	1.19	1.43	1.76	1.95	1.91
		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
<b>T<sub>z</sub></b> <b>[s]</b>	Min	1.68	1.71	1.87	1.89	1.75	1.68	1.69	1.72	1.72	1.68	1.70	1.83	1.72
	Media	3.66	4.08	4.11	3.93	3.72	3.39	3.22	3.23	3.16	3.32	3.62	4.01	4.13
	Max	7.90	7.56	7.23	7.55	7.30	7.42	7.17	5.99	5.91	6.53	7.29	7.90	7.47
	Std	0.90	0.93	0.92	0.91	0.84	0.77	0.66	0.66	0.64	0.72	0.88	0.94	0.92

Tabella 5-4: Statistiche mensili e annuali di HS, TP e TZ

La distribuzione delle direzioni nella rosa d'onda è quasi bipolare, con una forte dominanza di direzioni simili a quelle dominanti nel grafico della rosa dei venti. Allo stesso modo le altezze significative più alte e i venti più intensi sono associati a direzioni simili.

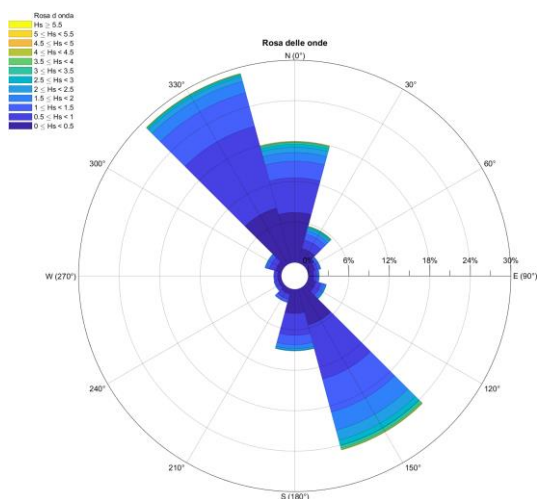


Figura 5.19: Rosa d'onda

H <sub>s</sub> -dir.	Altezza significativa H <sub>s</sub> [m]													
		TOT	0.25	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25	5.75
Direzione [deg N]	0	17.929%	7.409%	5.152%	2.468%	1.277%	0.778%	0.439%	0.237%	0.095%	0.050%	0.000	0.000	0.000
	30	5.639%	2.196%	1.309%	0.910%	0.538%	0.337%	0.177%	0.096%	0.049%	0.026%	0.000		
	60	2.015%	1.066%	0.497%	0.257%	0.118%	0.048%	0.020%	0.007%	0.002%				
	90	1.632%	0.792%	0.448%	0.197%	0.126%	0.039%	0.021%	0.007%	0.002%				
	120	2.858%	1.244%	0.817%	0.385%	0.230%	0.119%	0.044%	0.015%	0.005%				
	150	24.732%	5.540%	8.307%	5.052%	2.796%	1.553%	0.815%	0.376%	0.180%	0.078%	0.000	0.000	0.000
	180	9.127%	3.559%	3.258%	1.384%	0.602%	0.219%	0.070%	0.026%	0.008%	0.001%	0.000		
	210	2.100%	0.781%	0.822%	0.379%	0.098%	0.017%	0.002%						
	240	1.192%	0.508%	0.483%	0.165%	0.031%	0.003%	0.002%						
	270	1.112%	0.532%	0.435%	0.118%	0.020%	0.006%	0.000%	0.000%					
	300	2.572%	0.943%	0.966%	0.385%	0.155%	0.078%	0.030%	0.011%	0.003%	0.000%			
	330	29.093%	8.399%	12.586%	5.133%	1.767%	0.693%	0.269%	0.136%	0.058%	0.028%	0.000	0.000	

Tabella 5-5: Tabella di frequenza, in percentuale (%), delle combinazioni HS-direzione.

### 5.3.3 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 40.5208 N 18.4583 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	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
	Media	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04
	Max	0.10	0.10	0.09	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.09	0.09	0.08	0.09	0.10
	Std	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02
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	0.10	0.11	0.13	0.15	0.18	0.19	0.19	0.19	0.23	0.29	0.29	0.15
	Max	0.89	0.46	0.76	0.89	0.53	0.63	0.71	0.63	0.65	0.72	0.76	0.75	0.64
	Std	0.11	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.10	0.10	0.10	0.12	0.12	0.12	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	0.19	0.11	0.12	0.14	0.15	0.18	0.19	0.19	0.20	0.23	0.29	0.30	0.16
	Max	0.93	0.46	0.78	0.93	0.55	0.67	0.68	0.62	0.65	0.71	0.76	0.75	0.64
	Std	0.11	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.10	0.10	0.10	0.12	0.12	0.12	0.10

Tabella 5-6: Statistiche mensili e annuali della velocità della corrente (omnidirezionale), componenti mareale (in alto), residua (al centro) e totale (in basso)

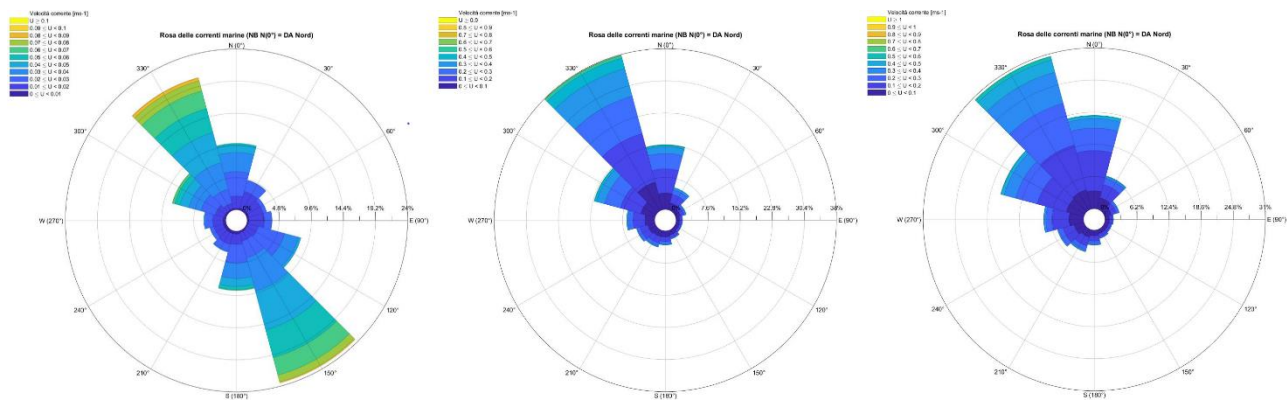


Figura 5.20: Rosa delle correnti, componente mareale, residua e totale

## 5.4 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, compresi 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. è emerso quanto elencato in Tabella.

	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>	---	ZSC Mare IT9140001 Bosco Tramazzone	---

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

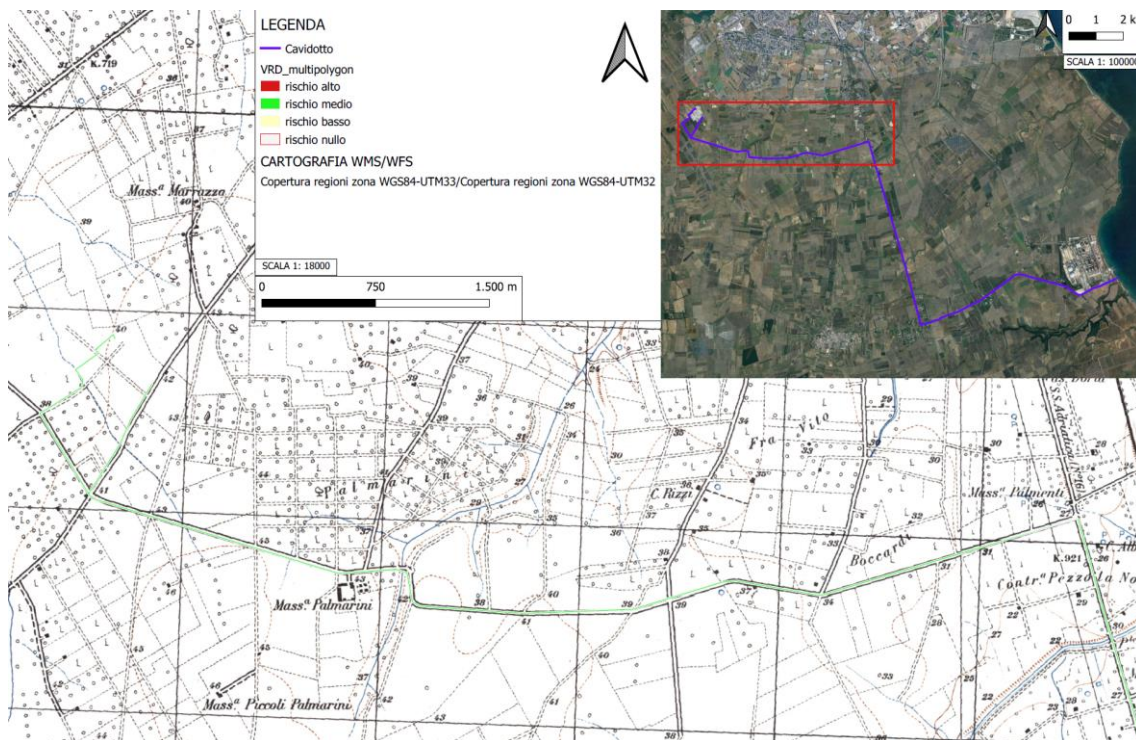
Con riferimento alla ZSC Mare IT9140001 Bosco Tramazzone, non è possibile evitare di attraversare il sito perimetrato con il percorso dell'elettrodotto AT, ma sono stati elaborati specifici studi per minimizzare qualsiasi interferenza significativa, come dettagliatamente riportato nei successivi paragrafi della presente valutazione. Noto quanto sopra, gli interventi di progetto sono soggetti a procedura di Accertamento di compatibilità paesaggistica, in base all'art. 89 comma 1 lett. b) in quanto opere di rilevante trasformazione assoggettate alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale.

## 5.5 ARCHEOLOGIA

Al fine di definire di valutare la consistenza di un possibile "rischio archeologico" nelle aree interessate dagli interventi, è stata svolta una accurata analisi e uno studio di valutazione del rischio, contenuto nella sezione ES.10 allegata allo Studio di Impatto Ambientale.

A conclusione dell'analisi effettuata tutti i dati sopraelencati sono confluiti nell'elaborato SIA.ES.10.7 - Carte del Rischio Archeologico. Il tracciato del cavidotto in progetto si sviluppa lungo la SP 87, la SP 81, la Strada Provinciale "Brindisi- San Pietro Vernotico- Confine di Lecce", la SP 43, la SC 28, fino alla Stazione Elettrica TERNA di Brindisi: strade asfaltate a visibilità nulla in cui non è possibile valutare la presenza o meno di reperti archeologici al di sotto del loro piano di preparazione. Dato che queste aree sono considerate a Potenziale Archeologico Non Valutabile, le aree a potenziale Medio "Non determinabile" sono considerate a rischio archeologico Medio. Tuttavia, considerando che non sono state riscontrate interferenze con le evidenze archeologiche note da archivio e da bibliografia, che non sono stati rinvenuti reperti archeologici nella maggior

parte dei campi a visibilità buona ispezionati durante la ricognizione, tranne i pochi frammenti ceramici non diagnostici (probabile ceramica comune acroma) individuati in un'unica area, **si ritiene di poter attribuire all'intera area degli interventi onshore un Rischio Archeologico Medio – Basso.**



Carta del rischio archeologico

### 5.6 SITO D'INTERESSE NAZIONALE (SIN) DI BRINDISI

Il SIN di Brindisi è stato decretato con legge 426/1998 e perimetrato dal ministero dell'Ambiente con DM 10 gennaio 2000. Il sito si estende per un'area pari a 11.000 ettari e comprende anche 5.500 ettari di aree marine. La perimetrazione del SIN non interessa l'area di progetto a mare.



- Aerogeneratori
- Elettrodotti interni 66 kV
- Stazione Elettrica Offshore (66/380kV)
- Elettrodotto di connessione AT mare
- Punto di approdo
- Elettrodotto di connessione AT terra
- SE RTN Brindisi
- SIN BRINDISI

Inquadramento dell'impianto eolico con rappresentazione del SIN di Brindisi

## 5.7 ASPETTI SOCIO ECONOMICI

### 5.7.1 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.6.1 "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 3400 km<sup>2</sup> intorno alla posizione del parco. Dall'analisi di tali dati emerge che per tutte le classi di stazza GRT è presente un grande corridoio di traffico che si sviluppa parallelamente alla costa e che attraversa la posizione in cui sarà installato il parco eolico. Sono altresì presenti alcuni corridoi di entrata e uscita dal porto di Brindisi che non interferiscono con la posizione in cui sarà installato il parco eolico.

In seguito all'installazione del parco eolico è stato ipotizzato che il corridoio attualmente presente si dividerà formando 2 corridoi di traffico:

- Corridoio 1: Corridoio direzione NO-SE passante a Nord-Est del parco eolico;
- Corridoio 2: Corridoio direzione NO-SE passante a Sud-Ovest del parco eolico.



**Figura 5.21: Corridoi di traffico in seguito all'installazione del parco eolico**

Si è quindi calcolato la frequenza di interazione del traffico marittimo con gli aerogeneratori rispetto ai principali corridoi di traffico lungo cui le rotte sono state assunte disposti una volta che il parco eolico sarà installato.

Dall'analisi dei risultati presentati è possibile osservare che:

- 12 aerogeneratori (33% del totale) hanno una frequenza di interazione nell'ordine di 10-6 interazioni/anno;
- 20 aerogeneratori (56% del totale) hanno una frequenza di interazione nell'ordine di 10-5 interazioni/anno;
- 3 aerogeneratori (8% del totale) hanno una frequenza di interazione nell'ordine di 10-4 interazioni/anno;
- La sottostazione elettrica ha una frequenza di interazione nell'ordine di 10-5 interazioni/anno

Per quanto concerne il cavo dritto 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.

### 5.7.2 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.

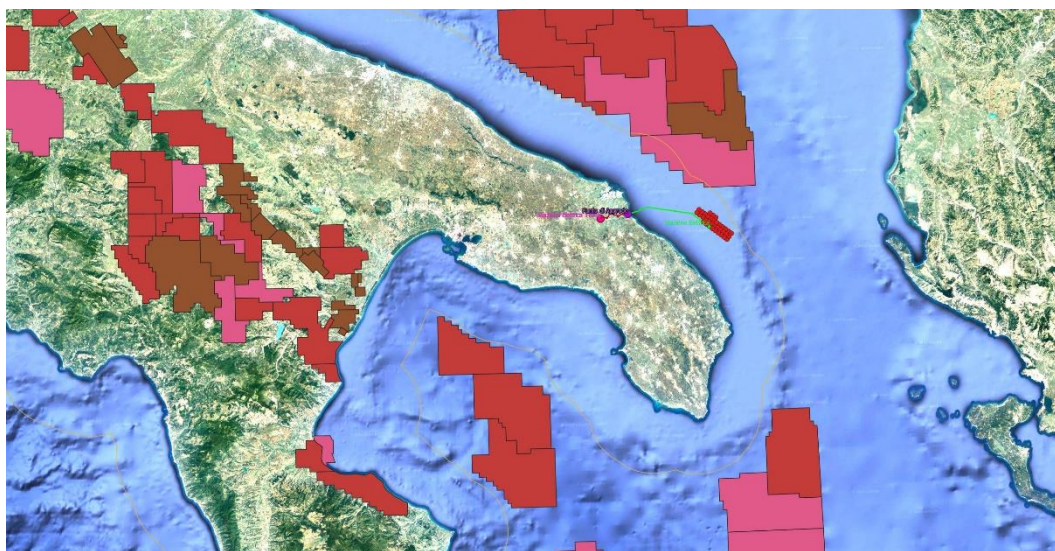


Figura 5.22: inquadramento dell'impianto eolico con rappresentazione delle aree interessate da titoli minerari

### 5.7.3 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".

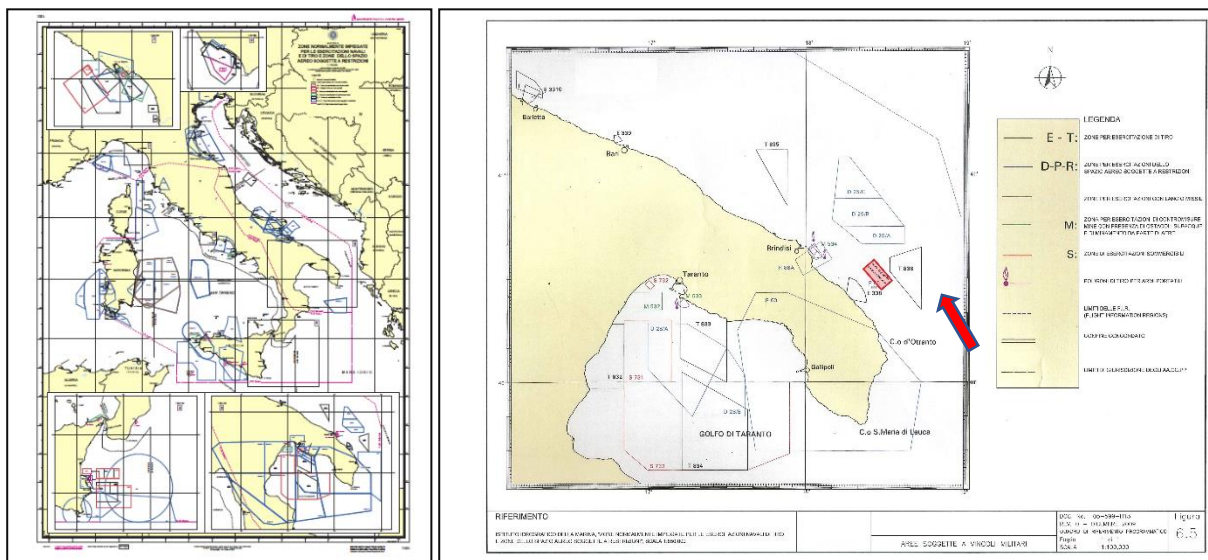
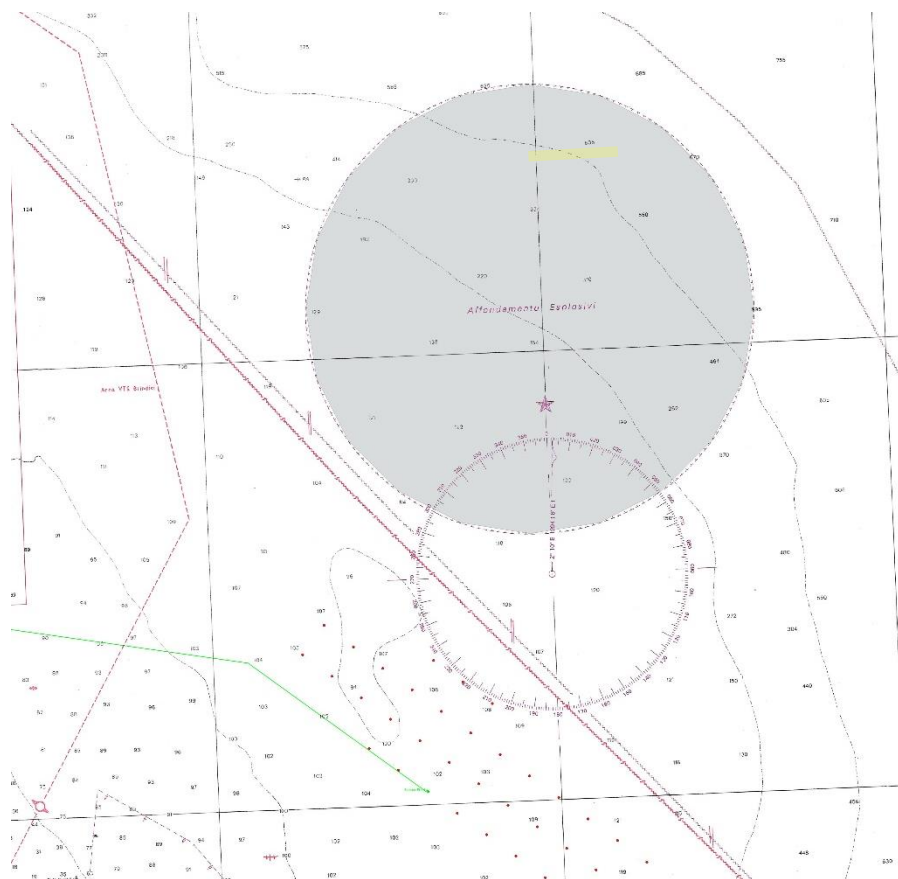


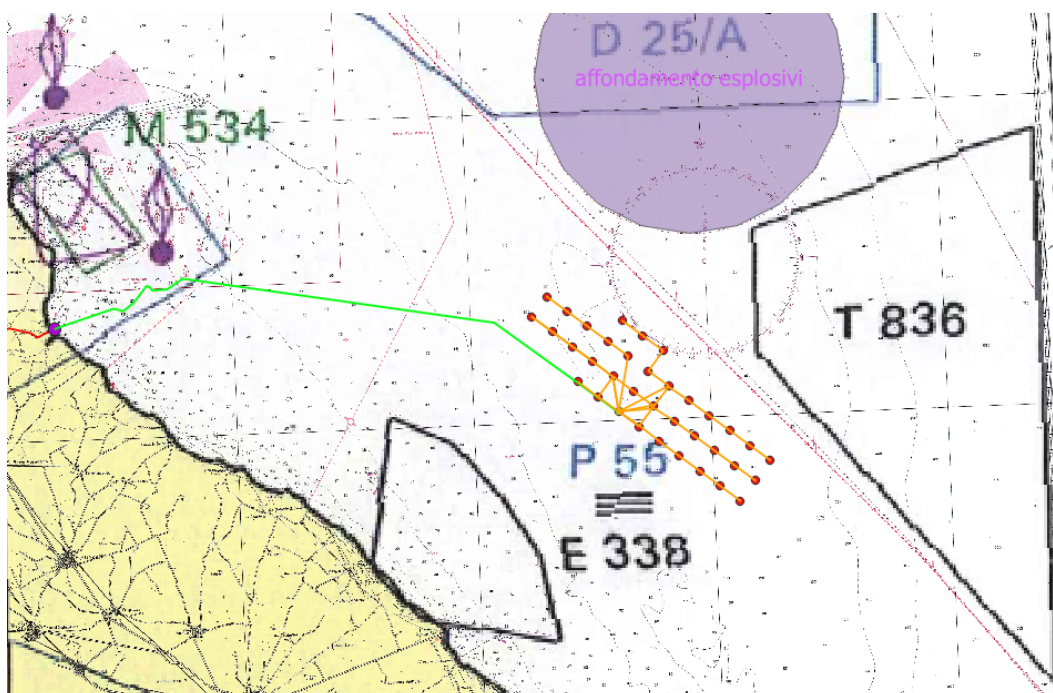
Figura 5.23: cartografia vincoli militari con indicazione dell'area di progetto

Si segnala inoltre la presenza di un'area per affondamento esplosivi a nord del sito scelto segnalata sulla carta nautica ufficiale N.29 dell'Istituto Idrografico della Marina Militare.



**Figura 5.24: area affondamento esplosivi**

Osservando la cartografia ottenuta dalla sovrapposizione dei vincoli militari con la carta nautica (vedi Figura 5.25), si può affermare che l'area di progetto è delimitata da tali vincoli tra due linee parallele alla costa in direzione nord ovest-sud est.



**Figura 5.26: sovrapposizione cartografica dei vincoli militari con carta nautica dell'area**

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

L'area scelta per la realizzazione del parco eolico è prossima al tracciato della Trans Adriatic Pipeline (TAP). L'opera in progetto è localizzata in modo da non interferire con il tracciato del metanodotto. La presenza della TAP risulta un elemento che caratterizza l'area vasta presa in considerazione e di fatto rappresenta, con un opportuno buffer, il limite a sud est dello specchio d'acqua ove sono localizzate le opere a mare.

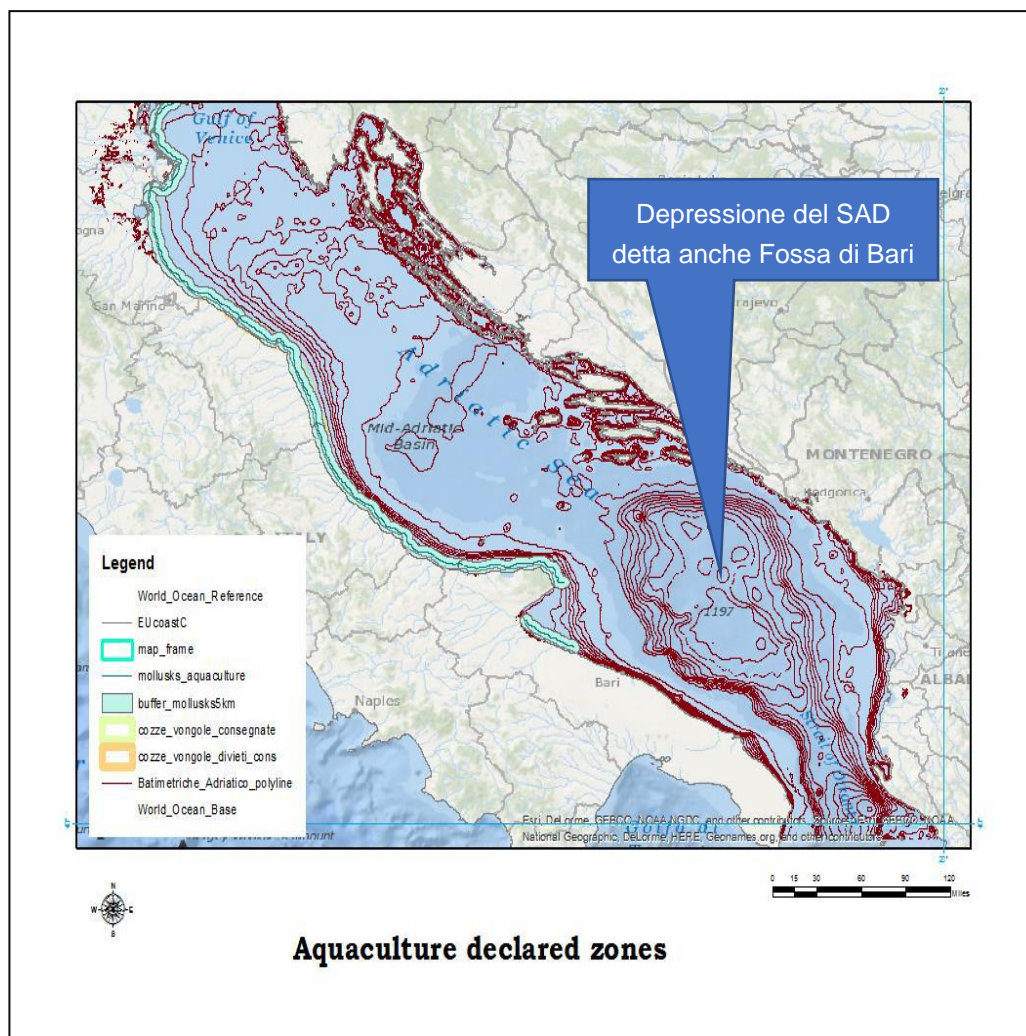


*L'impianto eolico Lupiae Maris e il tracciato della Trans Adriatic Pipeline*

#### 5.7.5 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'acquacultura - 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 (giovani 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.

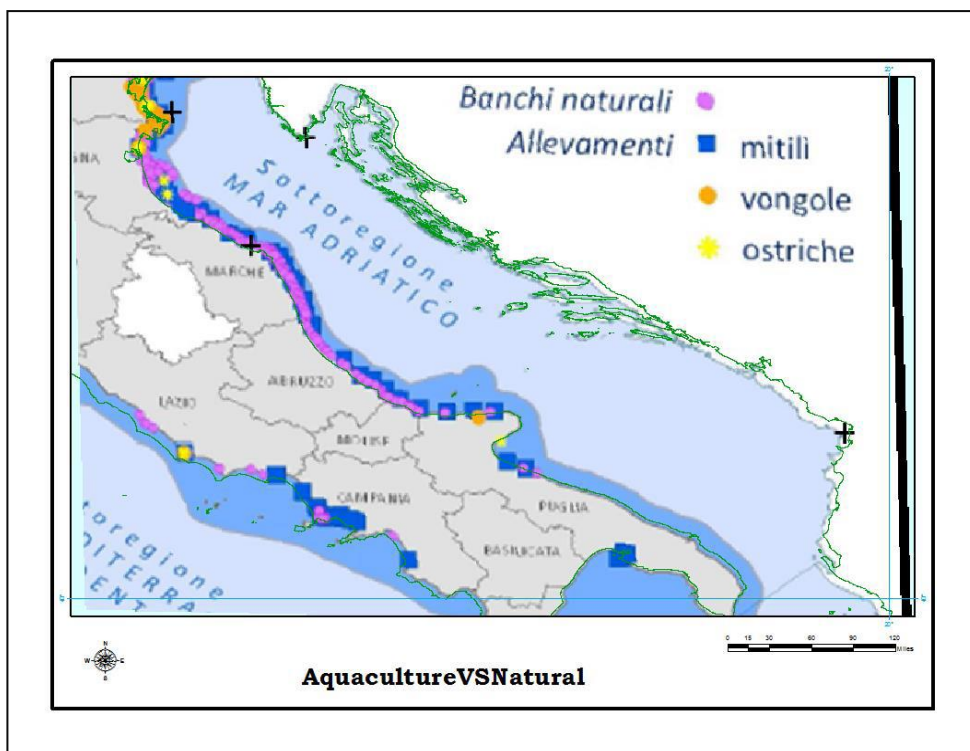
Una valutazione condotta in collaborazione fra ricercatori italiani, di Montenegro e Albania sulla condizione di sfruttamento del nasello costituisce un caso emblematico e rappresentativo per la GSA 18. Come precedentemente evidenziato il nasello è un sequential spawner che si riproduce tutto l'anno, 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*.

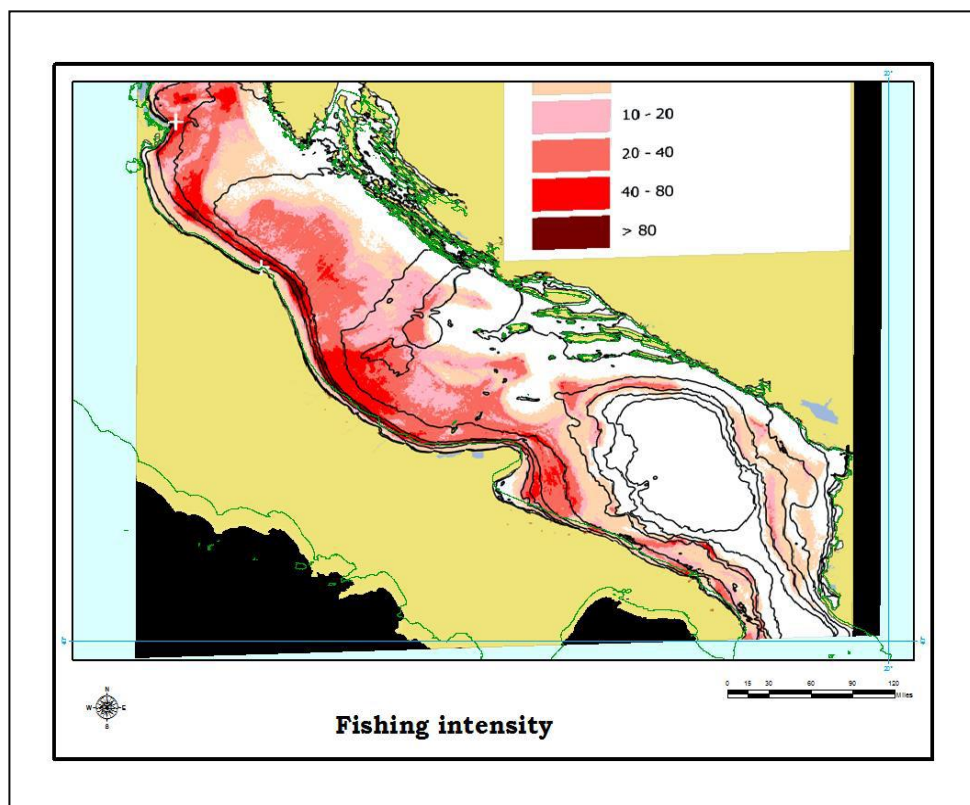
**Di seguito vengono riportate alcune mappe tematiche estratte dal citato report finale del WP5 del progetto POWERED IPA riguardanti l'acquacultura e lo sforzo di pesca nel mare Adriatico. Osservandole si evince che le aree di progetto non si sovrappongono alle aree particolarmente vocate ad acquacultura; l'attività di pesca, pur presente, appare praticata a bassa intensità e pertanto si ritiene che il tratto di mare scelto non è 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).





*Aacquacoltura 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*

### **Principali tecniche utilizzate e frequenza nel traffico marittimo peschereccio nell'area**

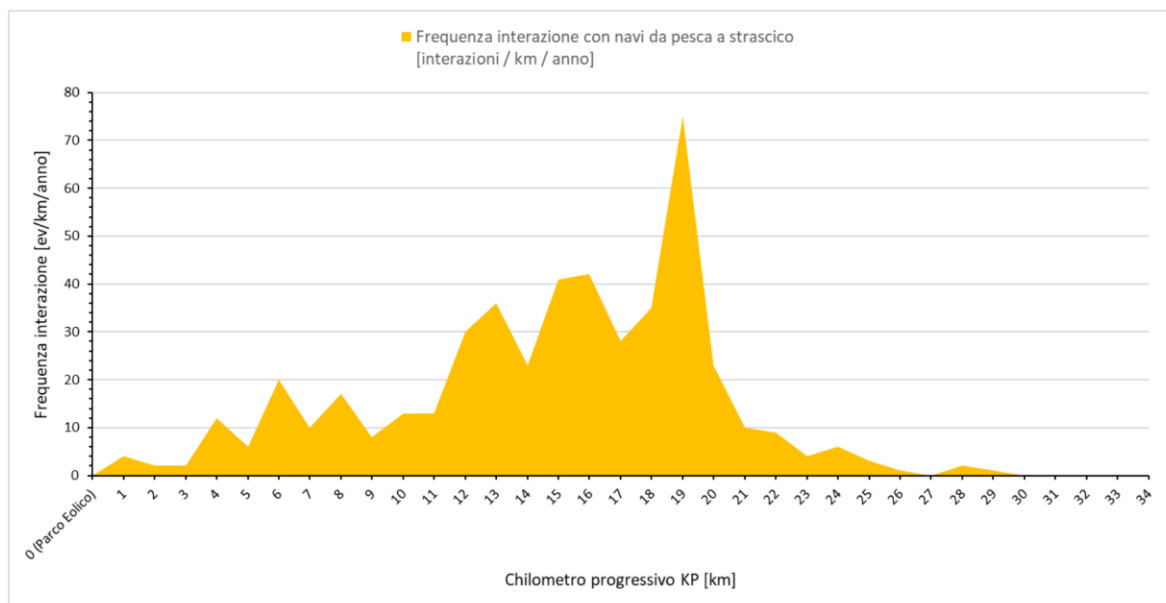
Lo strascico è la più importante attività di pesca dell'intera area; infatti lo sforzo di pesca è circa il 70% dello sforzo totale (dati Irepa 2010). La superficie potenzialmente sfruttata dalla pesca a strascico per l'intera GSA 18 è di circa 15.000-17.000 km<sup>2</sup> (70% nel versante occidentale, 30% in quello orientale). L'estensione dell'area strascicabile cresce, secondo un gradiente latitudinale, da sud verso nord del bacino. La scarpata è strascicabile con difficoltà per la presenza di fondi "sporchi" e di residuati bellici.

Sulla base dell'analisi redatta dal RINA sulla presenza di imbarcazioni e sulla frequenza di navigazione nell'area di progetto è opportuno fare alcune considerazioni, per meglio rappresentare la frequenza e presenza di pescherecci nell'area interessata dal progetto Lupiae Maris.

Anzitutto, va osservato che tra le navi da pesca, solo le imbarcazioni che operano pesca a strascico possono interferire con la presenza delle infrastrutture sottomarine del parco eolico. Pertanto ai fini dell'analisi delle frequenze di interazione solo queste ultime vengono considerate nello studio RINA.

La frequenza di interazione tra reti a strascico e cavidotto/tubazioni è stata valutata sulla base dei risultati dell'analisi dei dati AIS di traffico marittimo nelle zone di interesse. Conservativamente ogni evento di crossing con il cavidotto/tubazioni da parte di navi da pesca equipaggiate con reti a strascico (trawler) è stato considerato come un evento di interazione.

In Italia, secondo il Reg. (CE) 1967/2006 art. 13, è vietata la pesca a strascico entro una distanza di 3 miglia nautiche dalla costa o all'interno dell'isobata di 50 m quando tale profondità è raggiunta a una distanza inferiore dalla costa. Pertanto, eventuali passaggi di navi adibite alla pesca a strascico in parti di mare con profondità inferiore ai 50 m o entro 3 miglia dalla costa non verranno considerati come possibili interazioni tra reti a strascico e il cavidotto.



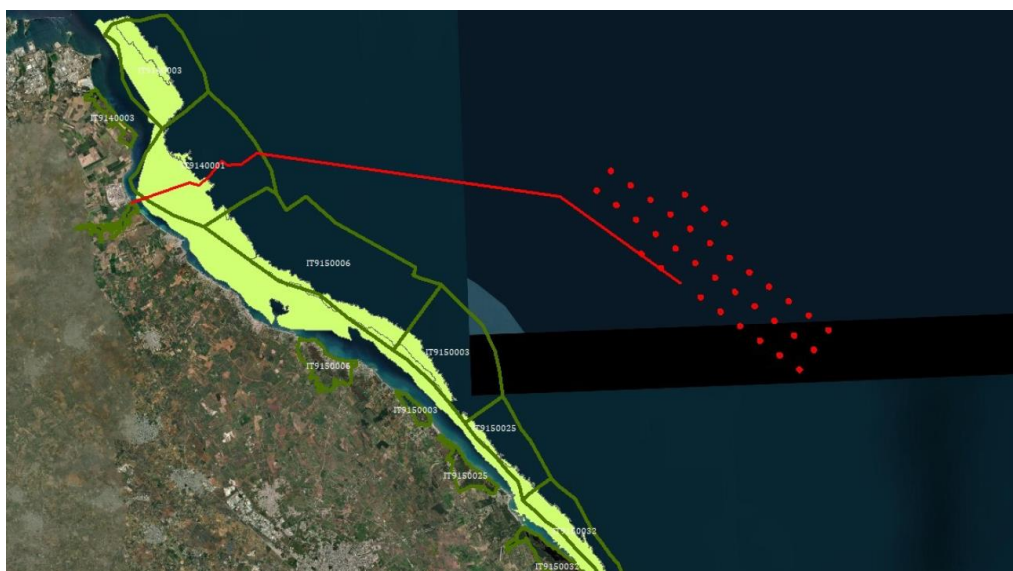
**Frequenza interazione con cavidotti per imbarcazioni adibite alla pesca a strascico**

si conclude che Il Km 20 è il chilometro di cavidotto con una maggior frequenza di interazione delle imbarcazioni adibite alla pesca a strascico sulle opere sottomarine (7.54E-04 eventi all'anno);

**Considerazioni sul danno ambientale ed economico della pesca a strascico**

Il tratto di costa interessato dalla presenza dell'impianto Lupiae Maris, dalla costa a sud di Brindisi sino a San Foca (LE), è interessato dalla presenza di 6 ZSC marine (da nord a sud):

- IT9140003 "Stagni e Saline di Punta della Contessa" (SIC/ZPS)
- IT9140001 "Bosco Tramazzone";
- IT9150006 "Rauccio";
- IT9150003 "Acquatina di Frigole";
- IT9150025 "Torre Veneri";
- IT9150032 "Le Cesine"



**Le ZSC e le praterie di Posidonia**

La Posidonia oceanica è minacciata dalle attività di pesca a strascico, quando esse vengono praticate illegalmente al di sotto delle 3 MN dalla costa e al di sotto dei 50 m di profondità.

Studi effettuati in aree attigue (Torre Guaceto) hanno dimostrato la presenza di tracce evidenti lasciate dall'attività di strascico al di sotto del limite consentito dei 50 m di profondità o della distanza di 3 MN.

Le acque antistanti questo tratto di costa, inoltre, sono interessate dalla presenza di attività di Piccola pesca costiera, con diversi porti base.

La piccola pesca costiera è una pratica sostenibile, fortemente connessa al territorio e avendo un ridotto areale di pesca e limitate capacità di spostamento è minacciata dalla pesca industriale.

Lo stato di salute del tratto di mare antistante il porto base influenza fortemente la piccola pesca costiera. Così come la Posidonia oceanica, anche la piccola pesca costiera è danneggiata dalla pratica illegale della pesca a strascico, che, se praticata al di sotto delle batimetrie consentite sottrae risorse ed habitat ai piccoli pescatori.

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

Le opere a terra previste sono strettamente collegate alla necessita 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: 202101180** prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 380 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV di Brindisi previa realizzazione dei seguenti interventi previsti da Piano di Sviluppo Terna:

- • Elettrodotto 380 kV Foggia – Larino – Gissi (cod. 402-P)
- • Elettrodotto 380 kV Deliceto – Bisaccia (cod. 505-P)
- • Elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino (cod. 546-P)
- • Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (cod. 506-P)
- • Elettrodotto 380 kV area Nord Benevento (553-N)

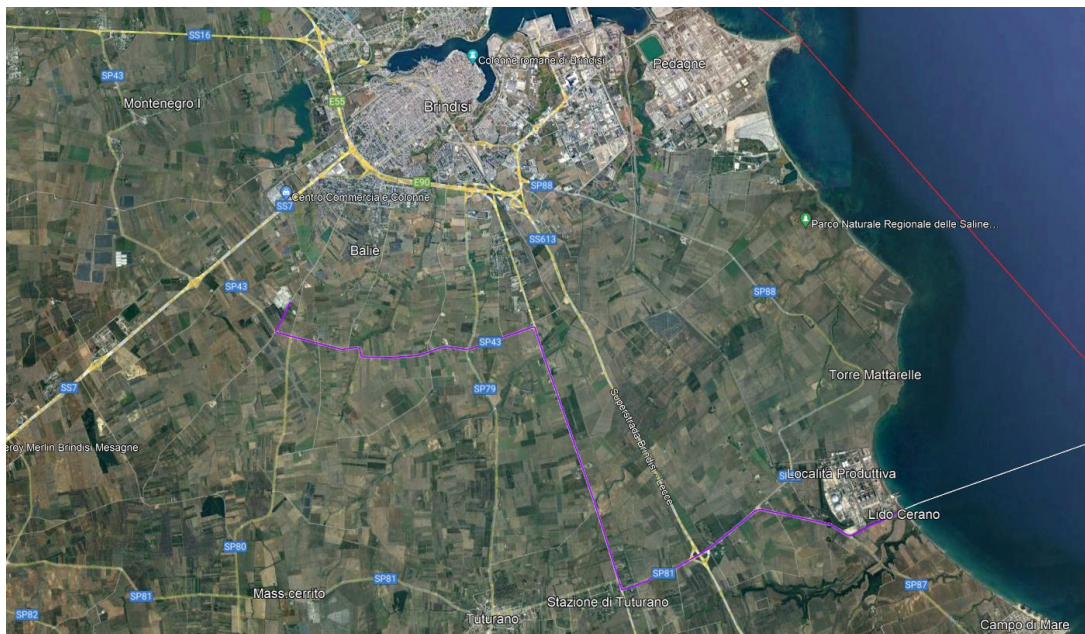
Le opere previste da Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente gestito direttamente da TERNA, occorre invece integrare nel progetto dell'impianto eolico le opere di rete per la connessione e le opere di utenza per la connessione sempre indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato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

Tali interventi corrispondono alla realizzazione delle opere necessarie al collegamento dell'impianto Lupiae Maris nel nuovo stallo a 380 kV e nell'elettrodotto in antenna a 380 kV per il collegamento dell'impianto sulla stazione RTN.

In tali ipotesi le opere a terra constano di:

- una vasca giunti prossima al punto di approdo per consentire il passaggio da cavo sottomarino a cavo per posa interrata
- un elettrodotto a 380 kV interrato su strada pubblica

L'Area di Intervento delle opere a terra è compresa tra la Centrale Elettrica di Cerano e la Stazione Elettrica Di Brindisi a Ovest dell'abitato di Brindisi.



**Figura 6.1 - Localizzazione opere onshore**

L'area di intervento rientra nell'ambito paesaggistico n. 9 e figura territoriale e paesaggistica 9.1 "La campagna Brindisina". L'ambito comprende la vasta pianura che da Brindisi si estende verso l'entroterra, sin quasi a ridosso delle Murge tarantine, e compresa tra l'area della Murgia dei Trulli a ovest e il Tavoliere Salentino ad

est, con una superficie di poco superiore ai 100 mila ettari. Si caratterizza, oltre che per la quasi totale assenza di pendenze significative e di forme morfologiche degne di significatività, per l'intensa antropizzazione agricola del territorio e per la presenza di zone umide costiere. Nella zona brindisina sono diffusamente presenti reticoli di canali. Si tratta di un'area ad elevato sviluppo agricolo con oliveti, vigneti e seminativi, nella quale la naturalità occupa spazi marginali e appare molto frammentata e con bassi livelli di connettività.

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 interferenze riguardanti beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici.

In merito all'**ammissibilità degli interventi** rispetto alle prescrizioni, alle misure di salvaguardia e tutela, e alle indicazioni riguardanti i beni e gli ulteriori contesti paesaggistici coinvolti, si osserva che le opere interferenti consistono nella realizzazione di tratti di **cavidotti interrati con ripristino dello stato dei luoghi, non soggetti ad Autorizzazione paesaggistica** (D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31 Allegato A punto A.15) e altresì **esentati dall'Accertamento di compatibilità paesaggistica** ai sensi dell'art. 91 comma 12.



*Figura 6.2: inquadramento delle opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura idrogeomorfologica –  
Componenti geomorfologiche*







6.1.1 - Componenti geomorfologiche

-  UCP versanti pendenza 20%
-  UCP Lame gravine
-  UCP Inghiottoi (50m)
-  UCP Grotte (100m)
-  UCP Geositi (100m)
-  UCP Doline
-  UCP Cordoni Dunari

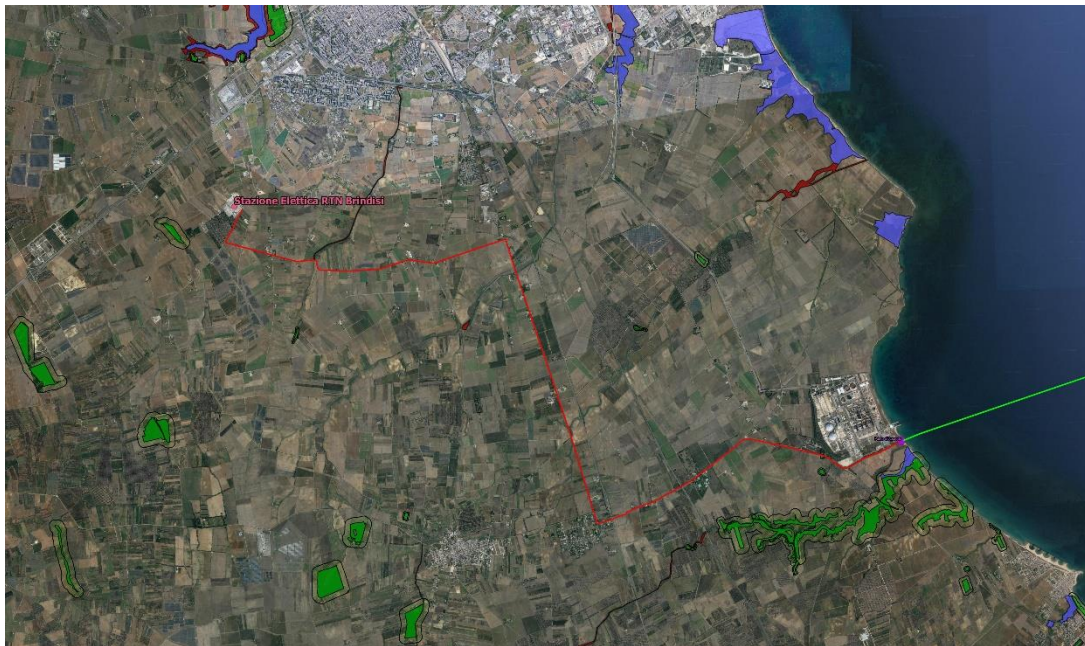


*Figura 6.3: inquadramento delle opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura idrogeomorfologica –  
Componenti idrologiche*

6.1.2 - Componenti idrologiche

-  UCP Vincolo idrogeologico
-  UCP Sorgenti (25m)
-  UCP Reticolo di connessione RER (100m)
-  BP Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche (150m)
-  BP Territori contermini ai laghi (300m)
-  BP Territori costieri (300m)





*Figura 6.4: inquadramento delle opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti botanico-vegetazionali*

6.2.1 - Componenti botanico-vegetazionali
























-  BP Zone umide Ramsar
-  UCP\_Aree\_Umide
-  BP Boschi
-  UCP Aree di rispetto dei boschi (100m)
-  UCP Prati e pascoli naturali
-  UCP Formazioni arbustive in evoluzione naturale



Figura 6.5: inquadramento delle opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura ecosistemica e ambientale –  
 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

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

-  **UCP Siti di rilevanza naturalistica**
- ✓  SIC
- ✓  SIC MARE
- ✓  ZPS
-  **BP\_142\_F**
- ✓  Riserva Naturale Marina
- ✓  Area Naturale Marina Protetta
- ✓  Parco Naturale Regionale
- ✓  Riserva Naturale Regionale Orientata
- ✓  Parco Nazionale
- ✓  Riserva Naturale Statale
- ✓  Riserva Naturale Statale Biogenetica
- ✓  Riserva Naturale Statale di Popolamento Animale
- ✓  Riserva Naturale Statale Integrale
- ✓  Riserva Naturale Statale Integrale e Biogenetica
- ✓  Riserva Naturale Statale Orientata e Biogenetica
-  **UCP Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (100m)**

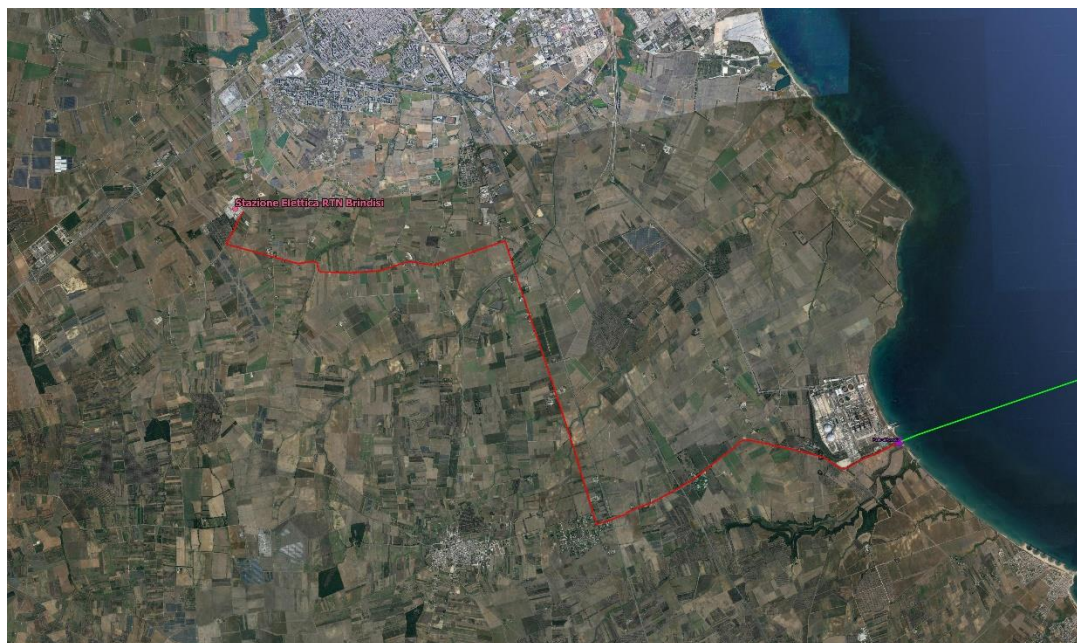












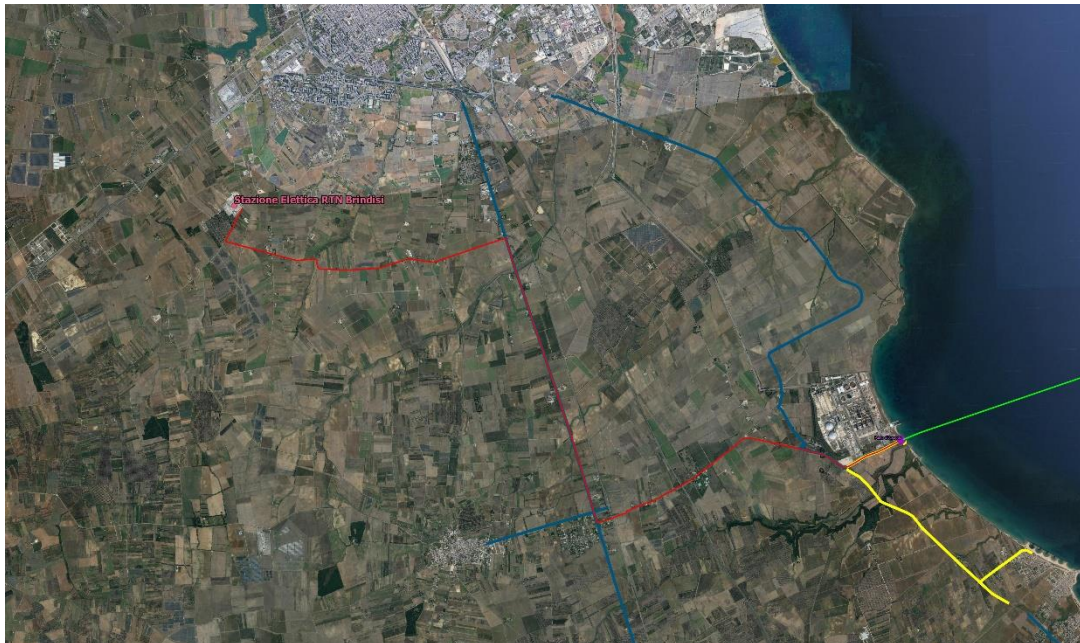


Figura 6.6: inquadramento delle opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura antropica e storico culturale -  
Componenti culturali ed insediative







6.3.1 - Componenti culturali e insediative

-  BP Zone gravate da usi civici
-  BP Zone gravate da usi civici (VALIDATE)
-  BP Immobili e aree di notevole interesse pubblico
-  BP Zone di interesse archeologico
-  UCP Città consolidata
-  UCP Testimonianze della stratificazione insediativa - siti storico culturali
-  UCP Testimonianze della stratificazione insediativa - rete tratturi
-  UCP Testimonianze della stratificazione insediativa - Aree a rischio archeologico
-  UCP Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - zone interesse archeologico
-  UCP Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - siti storico culturali
-  UCP Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - rete tratturi
-  UCP Paesaggi rurali



**Figura 6.7: inquadramento delle opere a terra su PPTR Regione Puglia - Struttura antropica e storico culturale - Componenti dei valori percettivi**

#### 6.3.2 - Componenti valori percettivi

-  UCP Luoghi panoramici
-  UCP Luoghi panoramici
-  UCP Strade valenza paesaggistica
-  UCP Strade valenza paesaggistica
-  UCP Strade panoramiche
-  UCP Coni visuali

L'intero tracciato del cavidotto sarà interrato sotto strade pubbliche mentre la vasca giunti per la transizione da cavo marino a terrestre sarà realizzata su un terreno agricolo prospiciente il punto di approdo in area priva di vincoli.

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, il cavidotto AT onshore interferisce in due punti con aree perimetrare a alta, media o bassa pericolosità idraulica e attraversa in più punti il reticolo idrografico. Analogamente, si rileva un'interferenza con un'area a media pericolosità idraulica del tratto terminale del cavidotto AT offshore prima dell'ingresso nella vasca giunti, ovvero del punto di approdo. Il tracciato proposto presenta infine un'interferenza (Figura 6.9) nel punto di approdo data la presenza di un'area di frana lungo la falesia perimetrata a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) e molto elevata (PG3).

Al fine di migliorare l'assetto del tratto di costa interessato dall'approdo del cavo marino, in accordo con gli interventi consentiti dall'art. 13 delle Norme Tecniche di Attuazione del PAI, è stato previsto di realizzare un sistema di consolidamento consistente nella posa di massi naturali al piede della falesia e la formazione di una berma di circa 3 m posta ad una quota intermedia tra il livello del mare e la sommità della falesia a circa 6 m. L'intervento in progetto sarà esteso su un tratto di costa lungo circa 110 metri compreso tra lo sbocco a mare del canale Siedi e il tratto di costa già protetto prospiciente la centrale termoelettrica (confronta lo Studio compatibilità geologica geotecnica - R.1.4).

Tutte le interferenze con il reticolo idrografico, il tratto di elettrodotta nei pressi del punto di approdo interferente con il PAI, gli attraversamenti di strade, reti ferroviarie e gasdotti verranno gestiti eseguendo alcune tratte con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). LA TOC è una tecnica no dig (ovvero senza scavo) per la posa

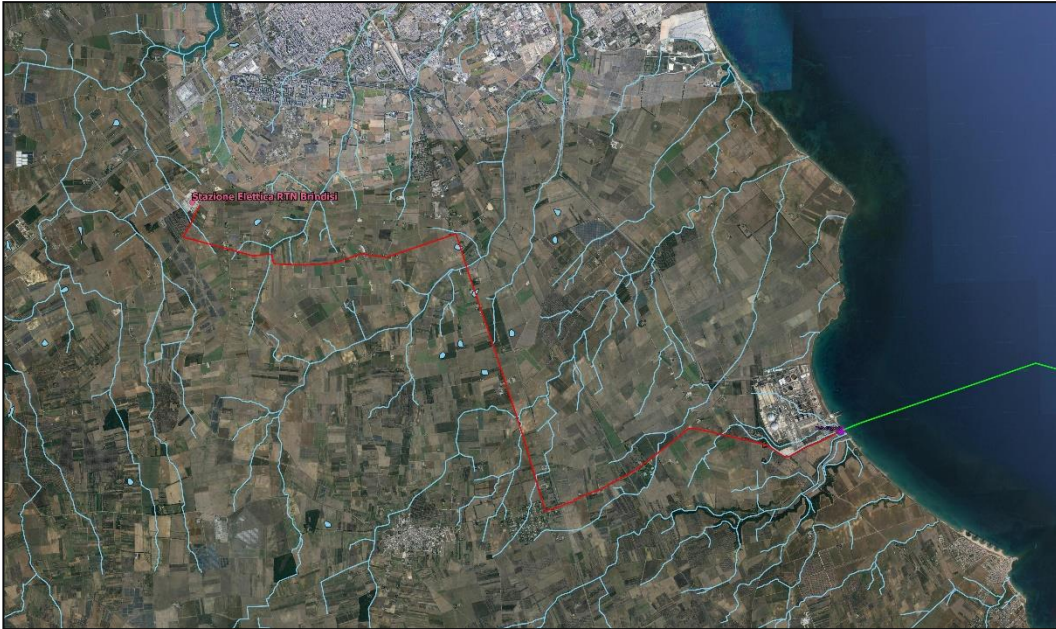
di tubazioni e cavi interrati. Con l'ausilio di una macchina perforatrice comandata da un sistema di teleguida, permette la realizzazione di fori nel quale possono essere "tirati" (pull back) direttamente i cavi elettrici o le tubazioni atti a contenerli.



*Figura 6.8: inquadramento delle opere a terra su cartografia PAI*



*Figura 6.9: inquadramento del punto di sbarco a terra su cartografia PAI*



*Figura 6.10: inquadramento delle opere a terra su carta idrogeomorfologia della Puglia*

## 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. 35 **aerogeneratori**, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotor 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 525 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 una **sottostazione elettrica offshore** su piattaforma di tipo fisso. La piattaforma è costituita da una sottostruttura (Jacket) ancorata con pali di fondazione ed una sovrastruttura (Topsides) all’interno della quale sono alloggiati i componenti elettrici. All’interno della sottostazione l’energia elettrica prodotta sarà convertita da 66 kV a 380 kV e da qui convogliata a terra mediante un **elettrodotto** costituito da un cavo marino.

### 7.2 AEROGENERATORI

Il progetto prevede al momento l’utilizzo di 35 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

Rated power	15,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	30m/s
Wind class	IEC S or S,T
Standard operating temperature range	from -10°C* to +25°C* with a de-rating interval from +25°C to +45°C

\*high ambient temperature variant available

##### SOUND POWER

Maximum	118dB(A)
---------	----------

\*\*Sound Optimised Modes dependent on site and country

##### ROTOR

Rotor diameter	236m
Swept area	43,742m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	Three blades full feathering

##### ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

##### GEARBOX

Type	medium speed
------	--------------

##### 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 predimensionamento 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 inquadrare 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: la compatibilità con la batimetria del sito e il livello di maturità tecnologica della tecnologia, preferendo quelle configurazioni che risultano già dimostrate con almeno una turbina eolica di potenza nominale di almeno 1MW. Sulla base di questi criteri di selezione, sono state selezionate due configurazioni per la fase successiva dell'analisi:

1. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile (WindFloat by Principle Power)
2. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento (Ideol damping pool by Ideol)



*Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile - WindFloat by Principle Power*



*Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento - Ideol damping pool by Ideol*

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.

Le due configurazioni di sottostrutture selezionate sono state quindi dimensionate in modo da avere una stima preliminare (20-30% di accuratezza) delle principali dimensioni delle piattaforme di sostegno. Per il dimensionamento preliminare 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.
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.

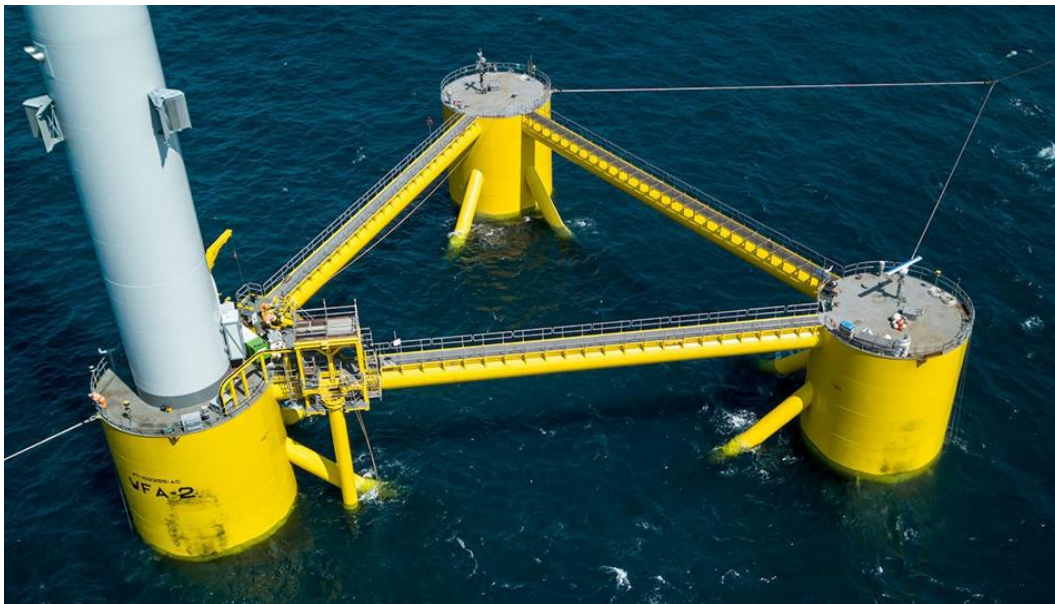
È stata quindi realizzata una prima analisi nel dominio della frequenza di entrambe le soluzioni prese in considerazione. Tale analisi, pur necessaria, non considera i carichi non lineari derivanti dall'aerodinamica della turbina eolica, dalla dinamica della linea di ormeggio, ecc. Si è quindi dovuto procedere anche al dimensionamento preliminare dei sistemi di ormeggio per poi realizzare l'analisi nel dominio del tempo di

entrambe le strutture 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.

Entrambe le sottostrutture stabilizzate da figura di galleggiamento sono risultate valide, d'altra parte il WindFloat proposto da Principle Power è apparso richiedere minori quantitativi di acciaio per la sua realizzazione. Tale tecnologia è apparsa inoltre affidabile oltre che supportata da un numero maggiore di impianti dimostrativi, peraltro realizzati con aerogeneratori di potenza elevata (superiori a 8 MW).

Per la realizzazione del parco eolico offshore verrà pertanto adottata tale tipologia di sottostruttura galleggiante.

### 7.3.2 Il WindFloat



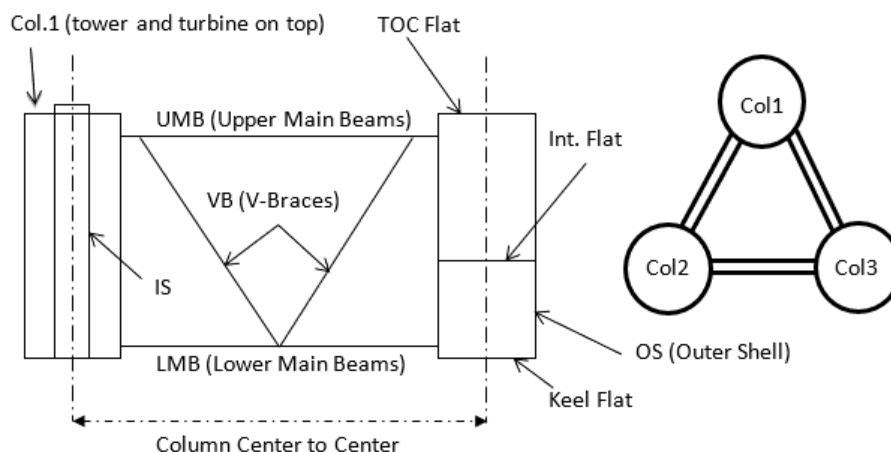
*Figura 7.2: foto di un impianto dimostrativo del WindFloat*

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.



**Figura 7.3: 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

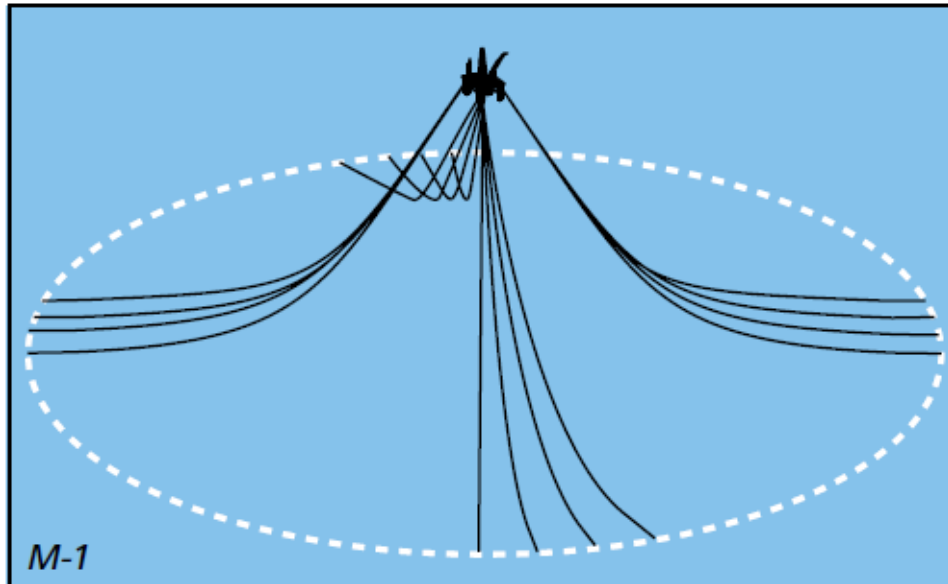
Di seguito si riportano le dimensioni tipiche di un Wind Float, per ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati della sezione 3 “Strutture di fondazione aerogeneratori”.

Descrizione	Unità	Valore
Potenza WTG	MW	15
N. di Colonne	#	3
Diametro Colonne	m	15
Distanza tra gli assi delle Colonne	m	80
Altezza Colonne	m	30
Peso	t	4800

## 7.4 I SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO

### 7.4.1 sistemi di ormeggio con linee a catenaria

La soluzione prevista per le strutture galleggianti degli aerogeneratori di Lupiae Maris prevede l'adozione di sistemi di ormeggio con linee a catenaria (catenary mooring system). Questi sistemi hanno la funzione di collegare la struttura galleggiante al sistema di ancoraggio posizionato sul fondale marino. Le linee di ormeggio arrivano al punto di ancoraggio orizzontalmente. Di conseguenza, il punto di ancoraggio è soggetto solo a forze orizzontali.

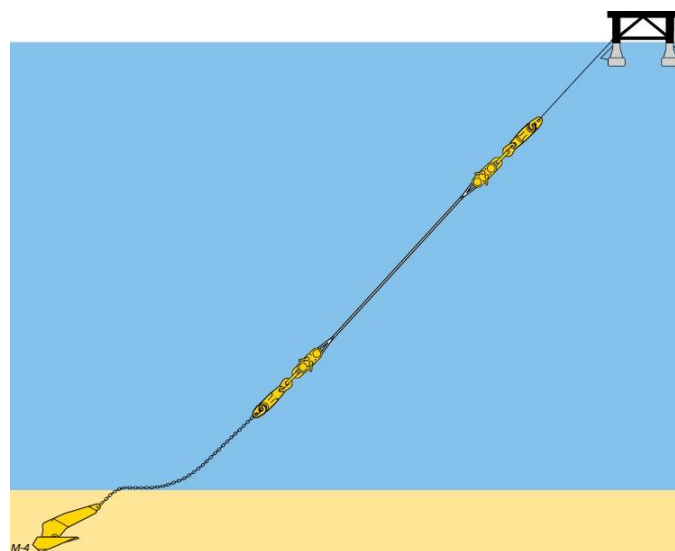


*Figura 7.4: sistemi di ormeggio con linee a catenaria*

La stabilità del sistema è garantita dal peso proprio della catenaria. La catenaria, che collega il galleggiante con l'ancora ed è solitamente composta da catena e cavo, si trova parzialmente sospesa in acqua. È inoltre presente un tratto appoggiato sul fondale marino che riduce le forze verticali agenti sul sistema di ancoraggio. Quando la struttura galleggiante è in equilibrio, gran parte della catenaria giace sul fondale del mare mentre la restante parte è sospesa. Solitamente il tratto orizzontale è tra le 5 e le 20 volte superiore al tratto verticale. Quando la struttura si sposta orizzontalmente dalla sua posizione di equilibrio, la lunghezza della parte di catenaria appoggiata sul fondo si riduce. Essendo la tensione proporzionale alla parte sospesa della catenaria, il progressivo aumento di linea sospesa comporta un incremento di tensione nella linea stessa.

La figura seguente mostra i tre componenti fondamentali del sistema:

- la linea di ormeggio
- i connettori
- il punto di ancoraggio



*Figura 7.5: rappresentazione schematica di una linea di ormeggio dei connettori e del punto di ancoraggio*

Ognuno di questi componenti è selezionato in funzione delle specifiche esigenze di progetto in termini di tipologia, capacità, dimensioni e peso.

Di seguito si propongono le diverse soluzioni tecniche disponibili per quanto concerne le linee di ormeggio:

- **Catena**

il prodotto più comune utilizzato per i sistemi di ormeggio è la catena, disponibile in diversi diametri e gradi di materiale.

- **Fune metallica**

Rispetto alla catena, la fune metallica ha un peso inferiore a parità di carico di rottura e una maggiore elasticità. Le funi metalliche comuni utilizzate nelle linee di ormeggio offshore sono a sei cavi e i cavi sono realizzati con trefoli a spirale. In genere la fune metallica è più soggetta a danni e corrosione rispetto alla catena.

- **Fune sintetica**

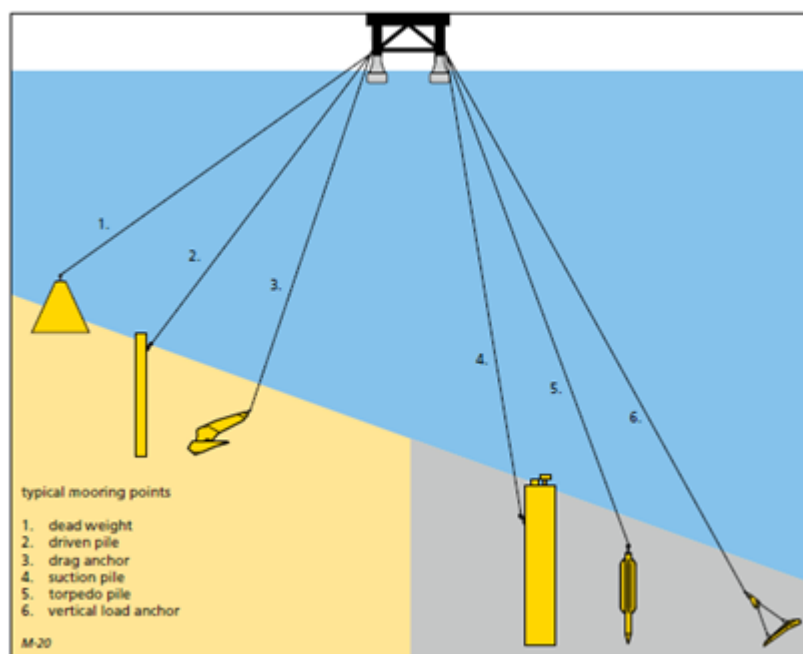
L'impiego di cime in fibra sintetica nelle linee di ormeggio è diventato una pratica comune nell'ormeggio in acque profonde. I materiali tipici che possono essere utilizzati sono poliestere e polietilene ad alto modulo di elasticità (Dyneema). I maggiori vantaggi della fibra sintetica sono il peso leggero e l'elasticità del materiale.

Si ricorre generalmente a sistemi ibridi fune/catena in tutte le aree in cui è elevato il rischio di danneggiamento.

#### 7.4.2 Tipologie di ancoraggi

Nell'industria offshore esistono diverse soluzioni di ancoraggio per strutture galleggianti con ormeggi a catenaria. 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 7.6: tipologie di ancoraggio*

Le soluzioni di ancoraggio più adatte al sito di Lupiae Maris, 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 Embedde d 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

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 nell'area destinata alle torri eoliche al disotto di una copertura sedimentaria omogenea, di spessore medio intorno a 2-3 metri, sono presenti sedimenti di natura rocciosa, o sedimenti cementati, che in zone sparse diventano affioranti. Si potranno prevedere pertanto sistemi di ancoraggio con ancore a trascinamento e, laddove lo spessore dei sedimenti sabbiosi fosse insufficiente, si utilizzeranno ancore con pali trivellati. Per quanto riguarda la valutazione degli impatti, nel SIA e negli studi specialistici, adottando un approccio prudentiale, si è fatto riferimento a questo secondo tipo di tecnologia poiché ritenuta la più gravosa sotto il profilo ambientale.

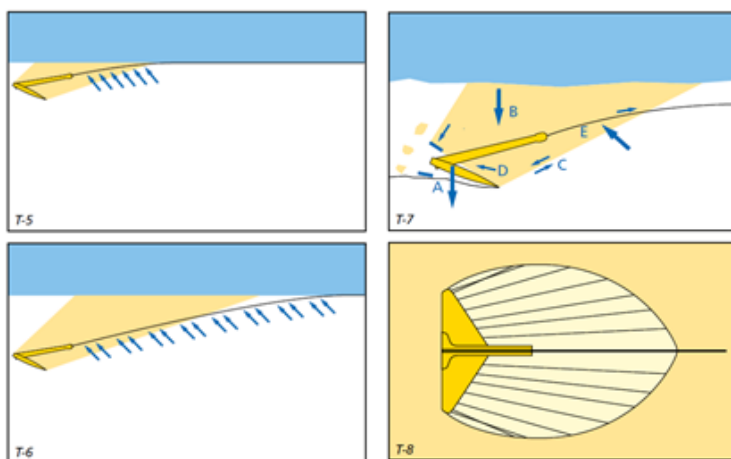


Figura 7.7: installazione delle ancore a trascinamento

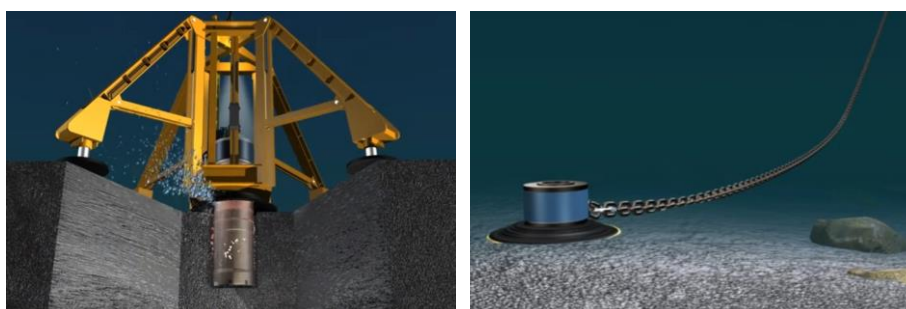


Figura 7.8: installazione di ancoraggi con pali trivellati

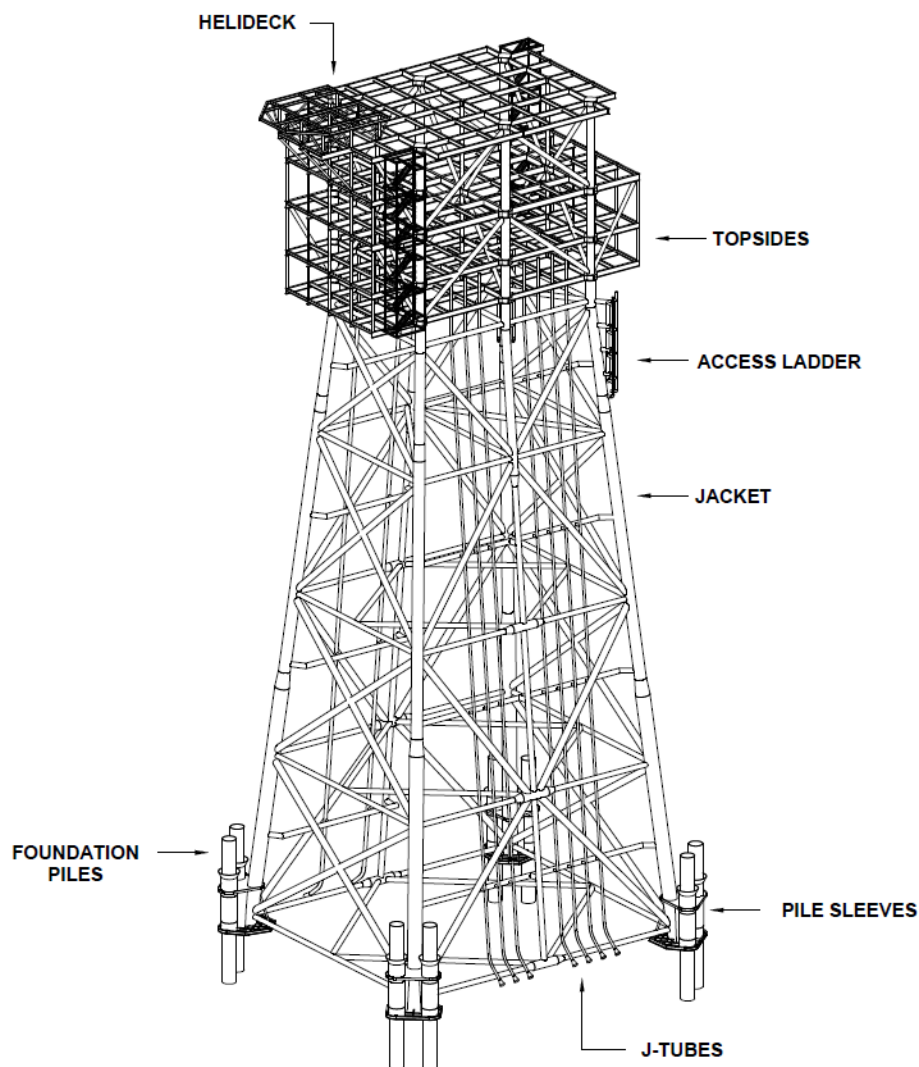
## 7.5 LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA SU PIATTAFORMA

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

### 7.5.1 Descrizione della struttura

La struttura della sottostazione offshore è di tipo fisso ed è composta dai seguenti componenti:

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



*Figura 7.9: struttura della stazione elettrica su piattaforma tipo fisso*

Il Jacket è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 4 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale (-105m) a elevazione +15m dal livello del mare. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali e 5 piani orizzontali.

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 sette J-tube di import da 16" e due di export da 24".

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. In questa fase di progetto sono stati considerati otto skirt piles (due per angolo). 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 5 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: 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;
- Livello 2 - el. +23.0m - Utility deck: piano a cui sono alloggiati i GIS 66kV, 380kV e le control rooms;
- Livello 3 - el. +32.0m - Main deck -: piano a cui si trovano main transformers e shunt reactors;
- Livello 4 - el. +40.0m – Piano intermedio per servizi limitato ai due sbalzi laterali, non facente parte della tralicciatura principale del modulo; se richiesto, può essere aggiunto un ulteriore livello tra el. +32.0m e +48.0m;
- Livello 5 - el. +48.0m - Weather deck: copertura di capacità portante adeguata per il carico e la movimentazione di attrezzature;
- Livello 6 - el.+53.0m - Helideck: piano di appontaggio per elicotteri.

### 7.5.2 Dimensioni e pesi

#### Jackets

- Altezza: 120m (da -105m a +15m da livello mare)
- Ingombro alla base: 67 m x 60 m
- Interasse gambe in testa al Jacket: 13.72 m x 18.00m
- Interasse gambe sul fondale: 55 m x 48 m
- N. di piani orizzontali: 5
- Elevazione piani orizzontali: el. +11.0m, -13.0m, -43.0m, -73.0m, -103.0m
- Peso stimato: 3500t

#### Pali di fondazione:

- 2 pali per gamba per un totale di 8 pali
- diametro compreso tra 2000mm e 2500mm.
- lunghezza dei pali: lunghi 110 m e infissi per 90 m
- peso complessivo degli otto pali di 3000 t – 3500 t.

#### Topsides

- Ingombro massimo previsto: L=63.0 m, B=35.0 m, H=37.0m
- Interasse colonne principali: 36.0 m x 25.0m
- N. di piani di servizio: n.5 + n.1 eliporto
- Elevazione piani di servizio da LAT: +16m, +23m, +32m, +40m, +48m, +53m
- Peso previsto al sollevamento: 5000 t



### 7.5.3 Configurazione impiantistica e componenti principali

La sottostazione offshore sarà alimentata dal parco eolico offshore tramite n°7 cavi sottomarini e collegata alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite due linee in alta tensione (380kV). La sottostazione offshore sarà composta da due GIS a tensione rispettivamente pari a 66kV e 380kV.

Il GIS a 66kV sarà formato da:

- N.7 stalli (baie) in ingresso dal Parco Eolico.
- N.2 stalli (baie) per alimentazione dei due trasformatori ausiliari utili all'alimentazione degli ausiliari di impianto.
- N.2 stalli collegati ai trasformatori da 300MVA per innalzare il livello di tensione a 380kV.
- Il sistema sarà diviso in due semi sbarre collegate tramite un coupler normalmente aperto. Ogni semi-sbarra sarà equipaggiata con trasformatore di tensione e lame di messa a terra.

Il GIS a 380 kV sarà formato da tre baie entra-esce che permettono il:

- Collegamento tramite n°1 cavo tripolare sottomarino allo stallo di proprietà di Terna per l'esportazione dell'energia prodotta dall'impianto eolico.
- Collegamento allo Shunt Reactors previsto per la compensazione dell'energia capacitiva dovuta ai collegamenti in cavo sottomarino.
- Collegamento ai trasformatori innalzatori 66/380kV.

Dagli stalli dei trasformatori abbassatori del GIS 66kV si distribuirà l'energia agli ausiliari di sottostazione tramite n°2 trasformatori AT/BT. Ogni trasformatore si collegherà al quadro principale di Bassa Tensione che alimenterà a sua volta gli ausiliari di impianto.

Il sistema in BT è caratterizzato da:

- N. 1 quadro di Bassa Tensione a 380 V (denominato LVSG-AUX1) per l'alimentazione dei sottoquadri ausiliari. Il quadro sarà diviso in n°3 semi sbarre con due interruttori di accoppiamento sbarre automatico (ATS.) Il quadro sarà normalmente alimentato dai due trasformatori ausiliari ed in caso di emergenza dal Generatore 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:

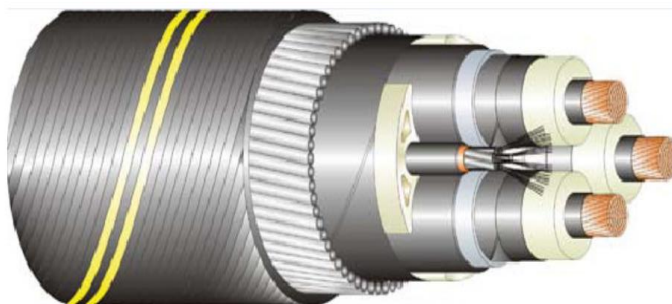
- cavi marini dinamici 66 kV in CA di collegamento tra le turbine;
- cavo marino a 380 kV AC di collegamento tra la Stazione Elettrica off-shore e il punto di giunzione a terra;
- cavo terrestre a 380 kV tra il punto di giunzione a terra e il punto di inserimento su stallo AAT a 380 kV di Stazione RTN

### 7.6.1 Cavi marini a 66 kV in CA

Si prevede la realizzazione di sette linee elettriche in cavo sottomarino di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione offshore. La tensione nominale di esercizio di ciascuna delle 7 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, con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 66 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Formazione: 3x150, 3x500, 3x1000
- Tipo di conduttore: Rame
- Isolamento: XLPE
- Tensione massima permanente di esercizio: 72 kV
- Diametro esterno massimo: 120-178 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 7.10: 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 doppia 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 798 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: 3x1200
- Tipo di conduttore: Rame
- Isolamento: XLPE
- Tensione massima permanente di esercizio: 420 kV
- Diametro esterno massimo: 250 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 7.11: 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 17,3 km fino alla stazione elettrica RTN di Brindisi.

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 798 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:	3x1x1200
Tipo di conduttore:	Rame
Isolamento:	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	420 kV
Diametro esterno massimo singolo cavo:	120 mm

## 8 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE

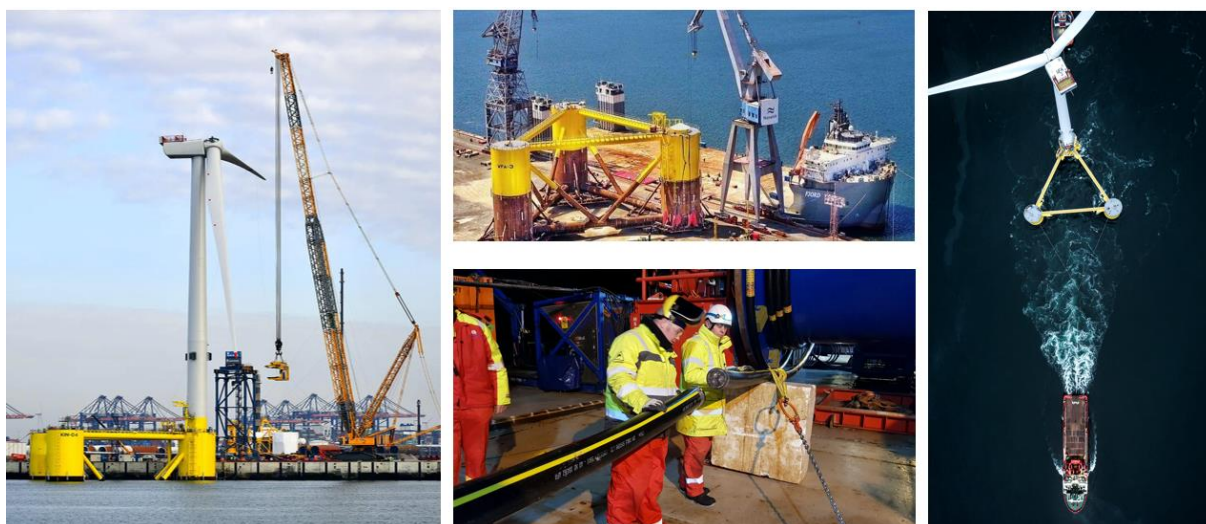
La descrizione delle modalità di costruzione, manutenzione e dismissione dell'impianto è fornita negli elaborati del capitolo 7 del progetto ed in particolare nella Relazione generale R.7.1 a cui si rinvia per ogni dettaglio.

### 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.



- 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

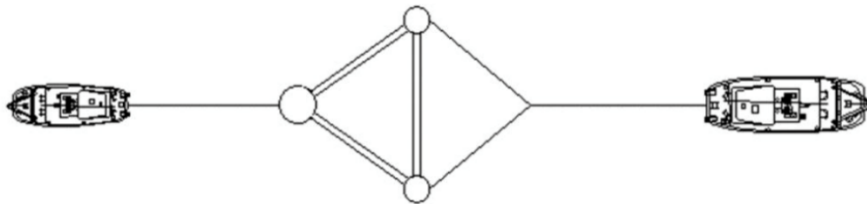
banchina e una volta che la piattaforma si trova in acque più profonde, viene effettuato lo zavorramento per raggiungere il pescaggio operativo della piattaforma.

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.



*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.



*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.



SCHEMA 3D CANTIERIZZAZIONE

#### TEMPI CANTIERIZZAZIONE

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

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

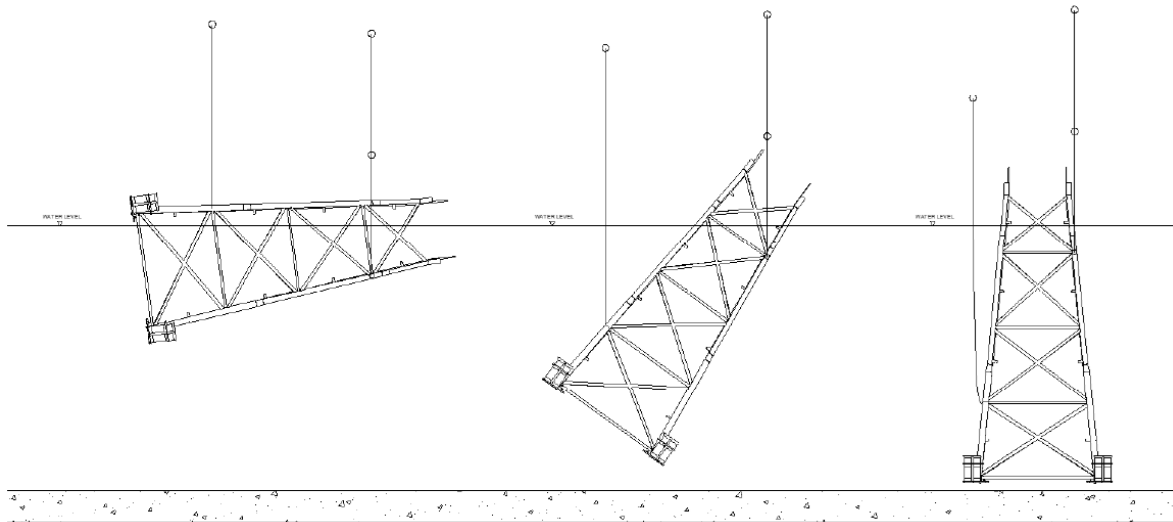
Si prevede l'utilizzo di sistemi di ancoraggio con ancore a trascinamento e, laddove lo spessore dei sedimenti sabbiosi fosse insufficiente, si utilizzeranno ancore con pali trivellati.

Ancore a trascinamento - Nel caso di configurazione di ormeggio a catenaria vengono spesso scelte ancore installate mediante trascinamento (DEA), in grado di gestire il carico orizzontale. Le ancore di questo tipo, generalmente di geometria triangolare o simile, vengono calate sul fondale e quindi trascinate fino al raggiungimento di un certo valore di penetrazione all'interno del terreno. La penetrazione richiesta viene ottenuta grazie all'orientazione della sezione di testa ('fluke') rispetto al corpo centrale dell'ancora ('shank'), la quale induce un approfondimento progressivo dell'ancora all'aumentare del tiro.

- Pali trivellati - I pali trivellati sono installati in tre fasi: la perforazione con asportazione del terreno, la posa del palo e l'iniezione della malta cementizia. Il primo tratto della sezione del palo (casing) è battuto mediante battipalo idraulico subaqueo attraverso i sedimenti superficiali fino al raggiungimento della sommità dello strato duro/roccioso. Questa operazione risulta necessaria principalmente per assicurare la stabilità del foro durante la perforazione. In seguito, la trivellazione avviene attraverso il casing infisso, fino al raggiungimento della profondità di progetto.

## 8.5 SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

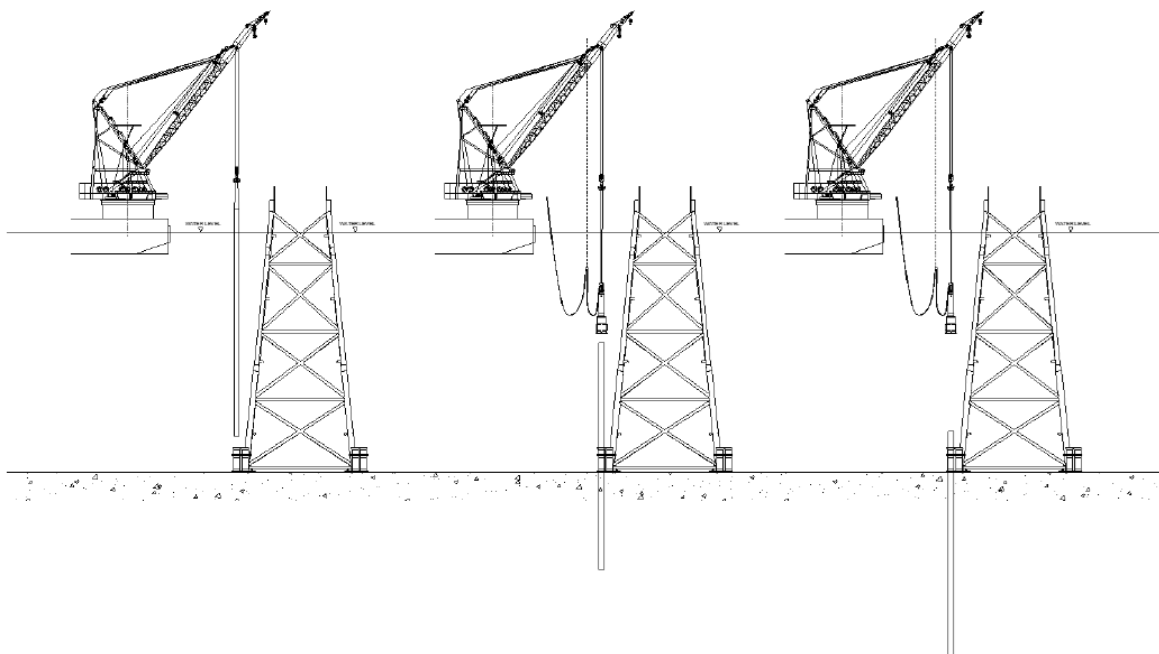
Prima di iniziare le operazioni di installazione del Jacket sarà eseguito un accurato sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da individuare eventuali ostacoli da rimuovere e verificare che il fondale sia regolare. Data la profondità, il sopralluogo potrà essere eseguito tramite ROV (Remote Operated Vehicle). Il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avverrà caricando il jacket su una bettolina da trasporto (cargo barge) di adeguata capacità. Il Jacket sarà costruito e trasportato in orizzontale e poi sarà calato in acqua e, contemporaneamente ruotato in modo graduale, fino a raggiungere la sua configurazione verticale, con cui sarà adagiato sul fondo.



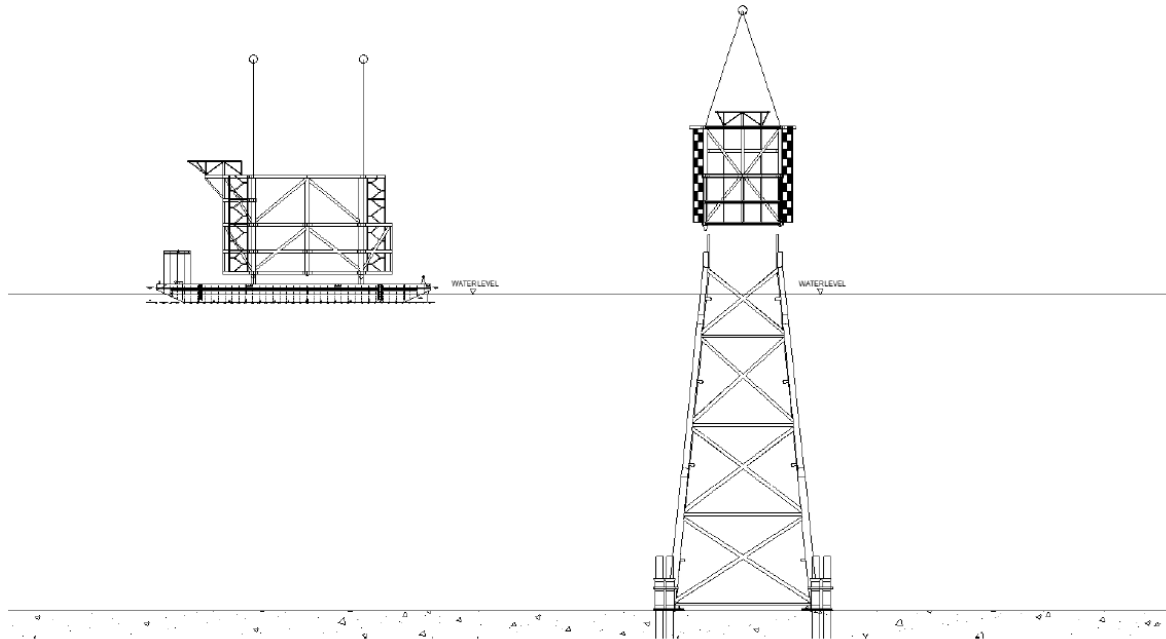
Le fondazioni della piattaforma sono costituite da otto pali di diametro compreso tra 2.4m e 2.8m.

Gli otto pali saranno infissi nel terreno fino alla penetrazione di progetto, pari a circa 90 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.



Prima di iniziare le operazioni di installazione del Topsides, deve essere effettuato il taglio a misura della testa delle colonne del Jacket in modo da garantire l'orizzontalità del Topsides. Trmite gru il topsides sarà sollevato ad una quota più alta del jacket di almeno 2-3m, sarà quindi allineato sopra il Jacket e abbassato fino ad essere supportato da questo, quindi si procederà alla saldatura fra le gambe del Jacket e le colonne del Topsides.



## 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 8.1: 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 da linee sottomarine a 66 kV in configurazione entra-esce, in 7 gruppi:

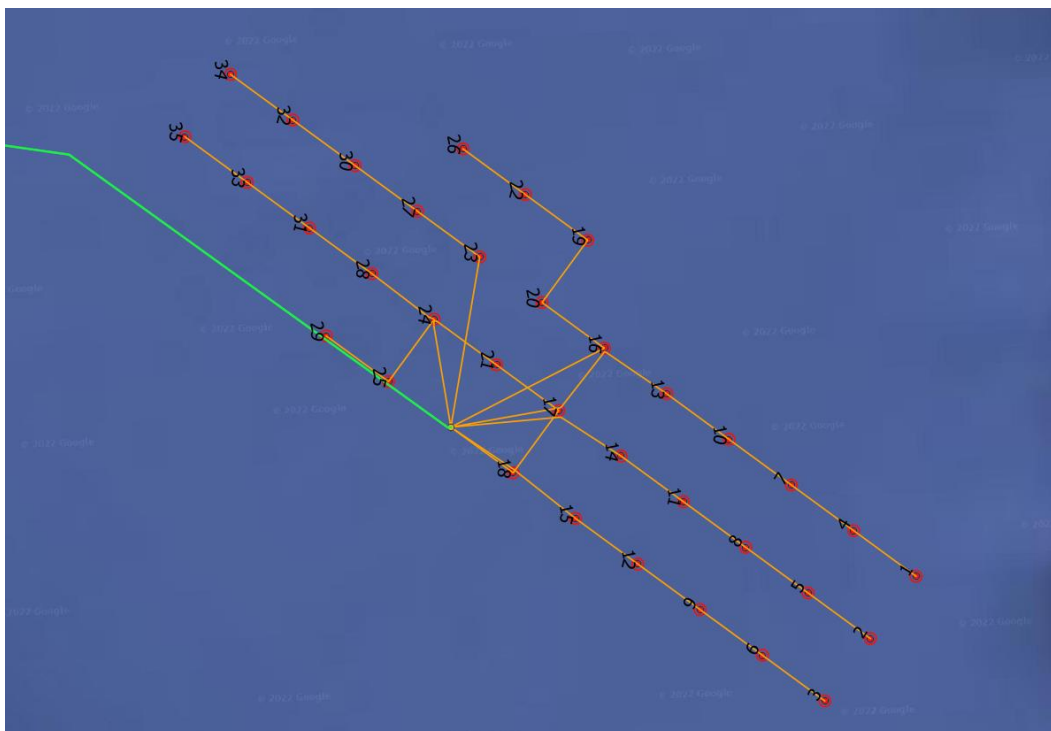
- Gruppo 1 (aerogeneratori T1 – T4– T7– T10– T13)
- Gruppo 2 (aerogeneratori T2 – T5– T8– T11– T14)
- Gruppo 3 (aerogeneratori T3 – T6– T9– T12– T15)
- Gruppo 4 (aerogeneratori T26 – T22– T19– T20– T16)
- Gruppo 5 (aerogeneratori T34 – T32– T30– T27– T23)
- Gruppo 6 (aerogeneratori T35 – T33– T31– T28– T24)
- Gruppo 7 (aerogeneratori T29 – T25– T21– T17– T18)

Il cavidotto di raccolta gruppi avrà le seguenti caratteristiche:

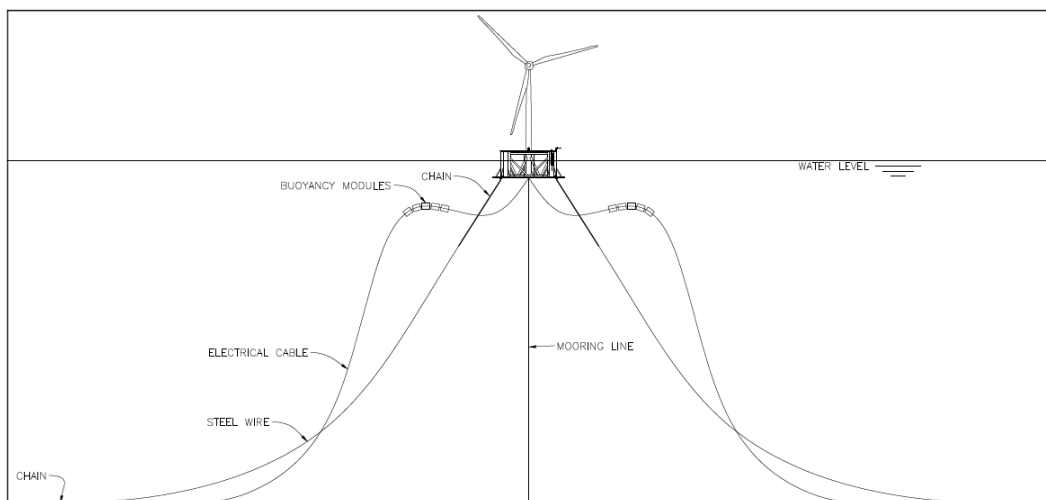
- Tensione di esercizio: 66 kV
- Lunghezza cavidotto gruppo 1: 11.600 m
- Lunghezza cavidotto gruppo 2: 10.100 m
- Lunghezza cavidotto gruppo 3: 9.900 m
- Lunghezza cavidotto gruppo 4: 10.100 m
- Lunghezza cavidotto gruppo 5: 11.400 m
- Lunghezza cavidotto gruppo 6: 9.900 m
- Lunghezza cavidotto gruppo 7: 9.900 m

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 appoggiati 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 8.2:** cavi di collegamento tra aerogeneratori e sottostazione offshore



**Figura 8.3:** posa dei cavi dinamici "lazy wave" realizzata mediante galleggianti

### 8.6.2 Il cavidotto offshore

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. Nel tratto a maggiore criticità ambientale verrà seguito un percorso cavo simile al percorso già proposto dalla TG Energie Rinnovabili s.r.l. per il già citato impianto eolico offshore posto a sud di Brindisi e valutato positivamente dal CT VIA. In base alle specificità dei fondali ed alle diverse modalità di posa, si può pertanto dividere il tracciato in tre parti:

- 1- in prossimità del punto di sbarco il cavo sarà posato nel fondale marino per circa 650 m e fino a raggiungere una batimetria minima di 10 m tramite tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) Tale tratto di elettrodotto marino prosegue a terra per circa 400 m in modo da attraversare in sicurezza la falesia e le aree perimetrate nel PAI (vedi capitolo 7).

- 2- nel tratto intermedio di circa 11,6 km caratterizzato dall'attraversamento di un'area perimetrata SIC connotata dalla presenza di posidonia e coralligeno (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. Tale soluzione, particolarmente adatta per proteggere il cavo posato su fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, risultano anche di minore impatto per l'ecosistema dati i ridotti ingombri e l'assenza di scavi.
- 3- nell'ultimo tratto di circa 24,4 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 liquefano con getti a pressione il substrato del fondale, posano il cavo e richiudono lo scavo.



Figura 8.4: tipologie di posa del cavo offshore

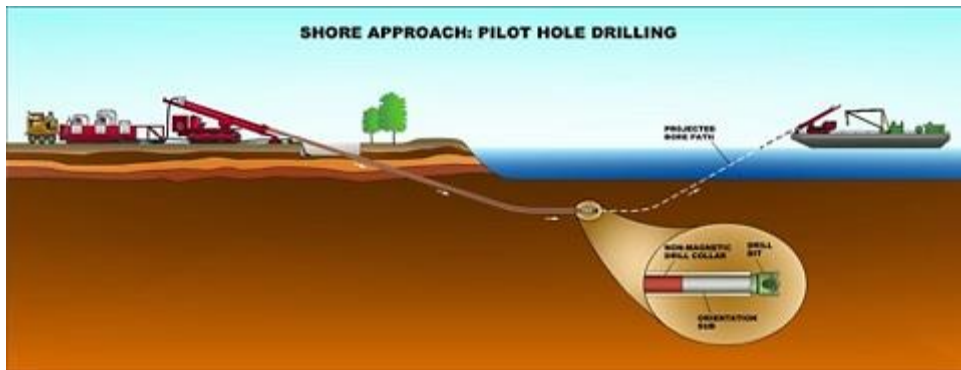
### 8.6.3 Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)

L'approdo del cavo marino sarà realizzato tramite tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) di lunghezza pari a 400m a terra e 650 m nel fondale marino fino a raggiungere una batimetria minima di 10 m. Il cavo dovrà essere posato ad una profondità pari ad almeno 6m sotto il livello del mare al di sotto della falesia.

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.

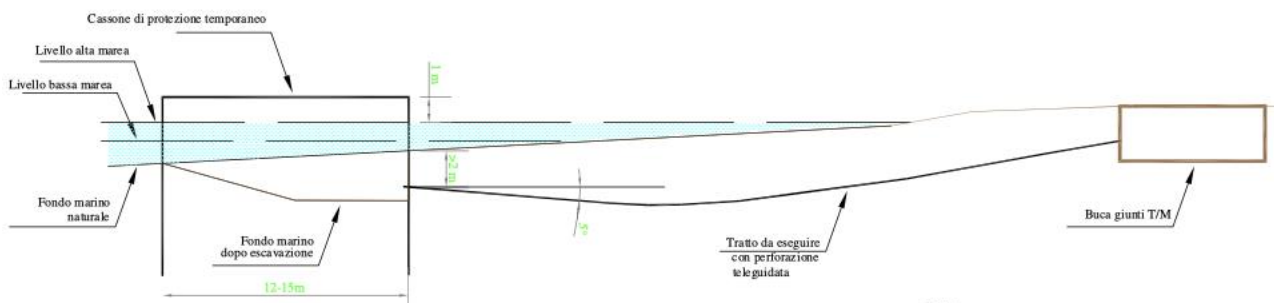
La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinarsi in senso opposto dei tubi PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile 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 8.5: 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 8.6: 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 8.7: posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo**

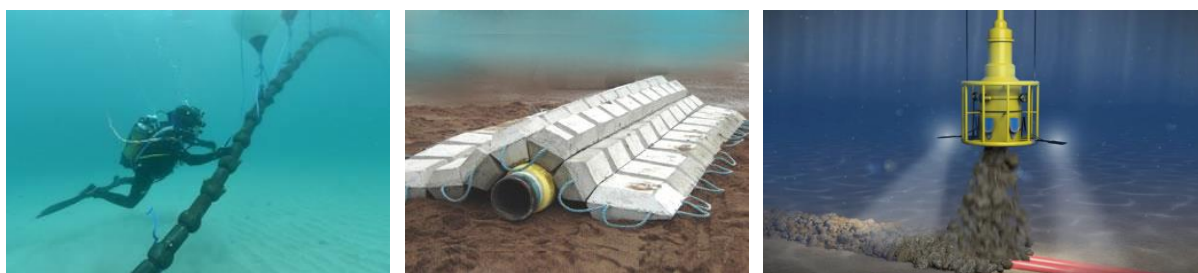
#### 8.6.4 Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione

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 8.8: 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 dati i ridotti ingombri.

#### 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 1 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 necessita 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 9.8 - 9.9 - 9.10.

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

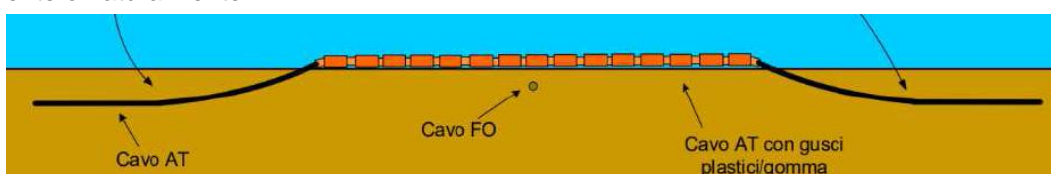


Figura 8.9: Tipico di attraversamento di cavo

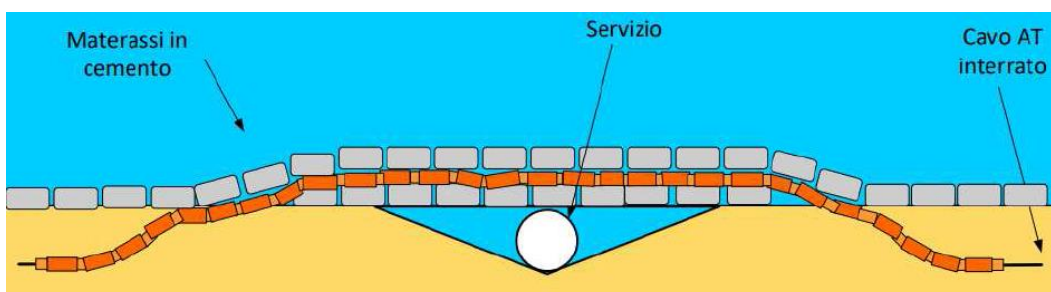


Figura 8.10: Tipico di attraversamento di tubazione metallica affiorante

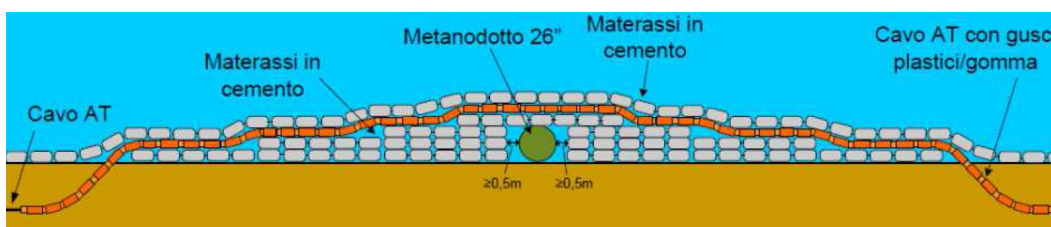


Figura 8.11: Tipico di attraversamento di gasdotto affiorante

### 8.6.7 Giunzione cavo marino/cavo terrestre

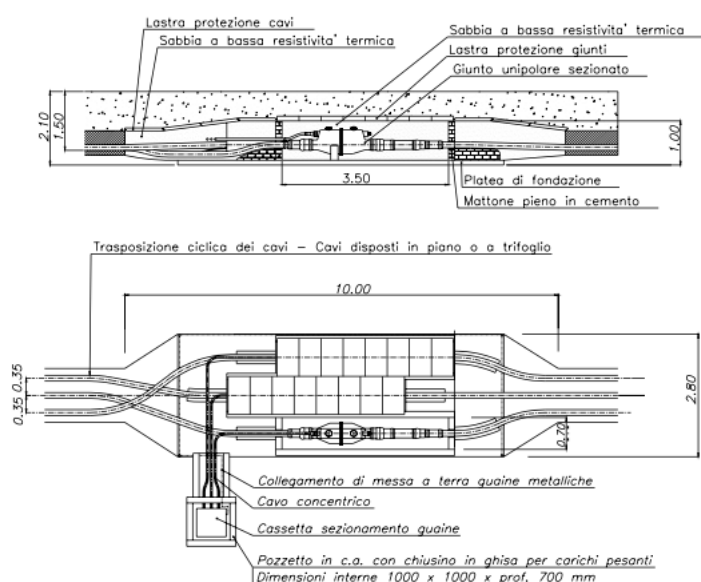
In prossimità del sito di approdo, a circa 400 m dalla linea di costa, il cavo marino verrà giuntato con il corrispettivo cavo terrestre. Il giunto terra-mare sarà realizzato in apposito manufatto in calcestruzzo, da interrare in corrispondenza dell'approdo in una buca giunti. La "buca-giunti" avrà dimensioni indicative di 10m (lunghezza) x 2,8m (larghezza) x 2,1m (profondità).

I giunti avrà le seguenti caratteristiche:

- Sarà realizzato 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.

#### **DIMENSIONI DI MASSIMA DELLE BUCHE GIUNTI**



**Figura 8.12: Vasca Approdo per giuntura cavi 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 400 m
- un elettrodotto interrato costituito da una terna di cavi terrestri di lunghezza pari a circa 17,3 km a partire dalla buca giunti fino alla stazione elettrica RTN di Brindisi.

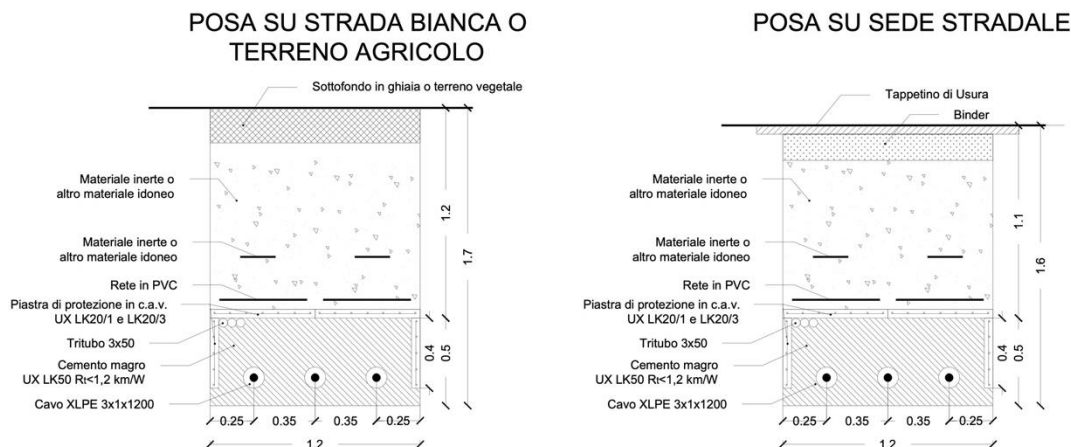
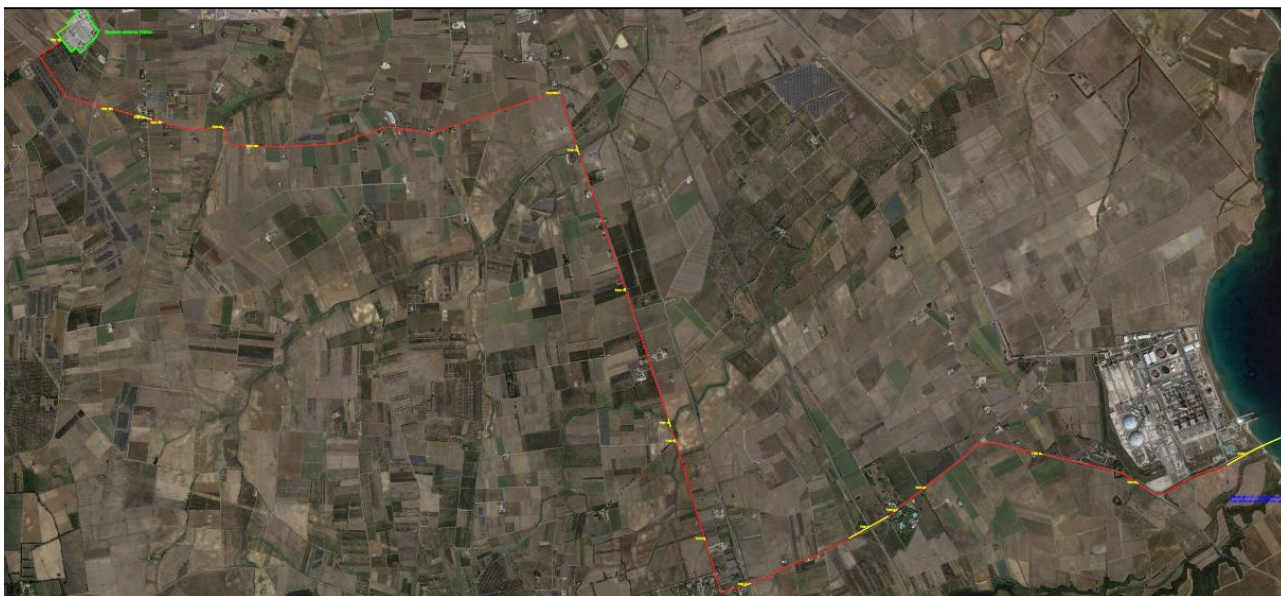
Il percorso del cavidotto sarà in gran parte su strade asfaltate esistenti in minima parte su terreni agricoli. I cavi saranno posati con disposizione in piano all'interno di uno scavo a sezione ristretta necessario per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza pari 1,2 metri e profondità massima di 1,7 metri.

I cavi saranno posati ad una profondità standard (quota piano di posa) di -1,6 m (-1,7m 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 monitorare 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 8.13: 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 di dimensioni analoghe alla buca giunti prevista per la transizione dal cavo marino al cavo terrestre. Indicativamente si può considerare una buca giunti ogni 800-1000 metri di tracciato

## 8.7 CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO

La realizzazione dell'impianto Lupiae Maris prevede una tempistica totale di 36 mesi. Con riferimento al cronoprogramma delle lavorazioni (cfr elaborato R.9.2), le macro operazioni e la tempistica possono essere schematizzate come rappresentato nel grafico seguente:

REALIZZAZIONE PARCO EOLICO OFFSHORE LUPIAE MARIS	Mesi																																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
1 ATTIVITA' PRELIMINARI E INDAGINI	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2 SOTTOSTAZIONE OFFSHORE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3 CAVI OFFSHORE													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
4 ELETTRODOTTO ONSHORE E OPERE DI CONNESSIONE																																					
5 FONDAZIONI FLOTTANTI E AEROGENERATORI																																					
6 COMMISSIONING																																					

*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 e 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 paragrafo 3.2.

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 Lupiae Maris e nello *starting* dell'attività di produzione energetica pulita.

## 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*

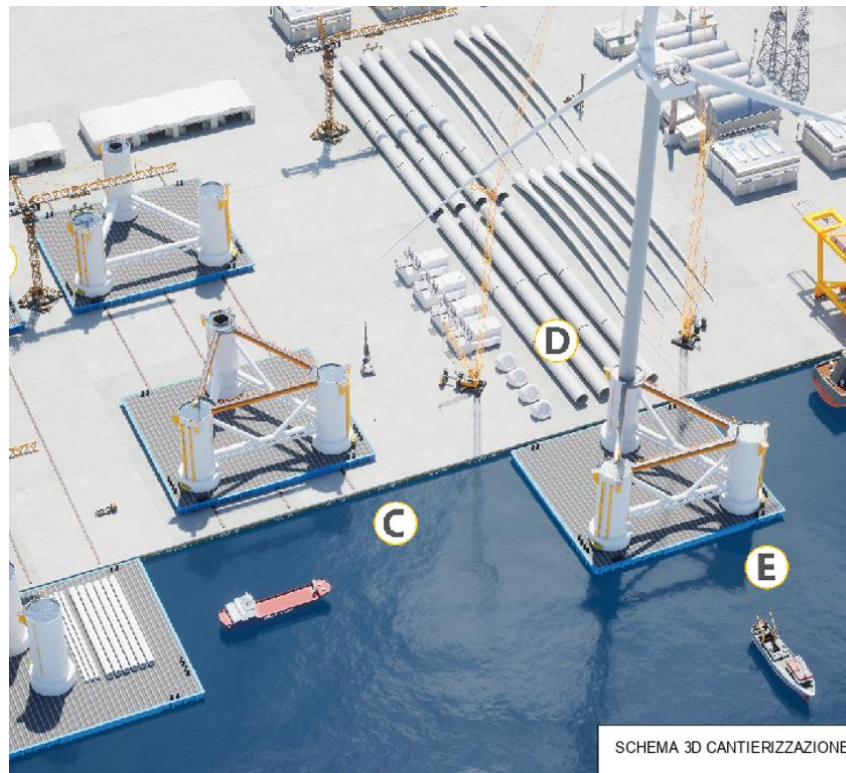
Allo stesso modo si procederà per la sottostazione, rimuovendo prima tutte le componenti elettromeccaniche e poi asportando il topside e infine il jacket, invertendo le operazioni di carico e trasporto.

### 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 svolte all'inverso, dallo smontaggio dei componenti dell'aerogeneratore allo smantellamento del floater: gli spazi da impegnare non variano rispetto alla fase di realizzazione.



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 aggiungasi 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 Povoá do Varzim in Portogallo ed è stata reinstallata presso il Kincardine Offshore Wind Farm, in Scozia.