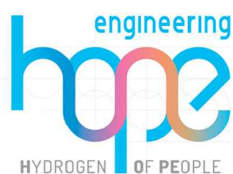


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
 PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
 NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - NEMETUN ISLAND  
 63 WTG – 945 MW

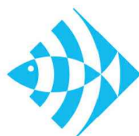
**PROGETTO DEFINITIVO - SIA**

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



Supervisione scientifica



**SIA.S ELABORATI GENERALI**

**S.5 Analisi delle alternative**

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	02/24	1° emissione



## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>1</b>
1.1	L'ANALISI DELLE ALTERNATIVE	1
<b>2</b>	<b>ALTERNATIVE STRATEGICHE</b>	<b>3</b>
2.1	LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE	3
2.2	LE POLITICHE NAZIONALI	3
2.3	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE STRATEGICHE	4
<b>3</b>	<b>ALTERNATIVA ZERO</b>	<b>5</b>
3.1	VALUTAZIONE DELL'ALTERNATIVA ZERO MEDIANTE ANALISI SWOT	6
3.1.1	<i>Identificazione degli obiettivi</i>	6
3.1.2	<i>Raccolta delle informazioni</i>	6
3.1.3	<i>Identificazione dei punti di forza – Strengths</i>	7
3.1.4	<i>Analisi delle debolezze - Weaknesses</i>	7
3.1.5	<i>Analisi delle opportunità - Opportunities</i>	7
3.1.6	<i>Valutazione delle minacce - Threats</i>	7
3.1.7	<i>Interconnessione tra elementi</i>	8
3.1.8	<i>Priorità, pianificazione e strategie</i>	8
3.1.9	<i>Conclusioni</i>	9
<b>4</b>	<b>ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE</b>	<b>10</b>
4.1	IL PROGETTO POWERED	10
4.2	DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA	13
4.3	BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI	14
4.3.1	<i>La scelta di localizzazione rispetto alla quota batimetrica</i>	15
4.4	DISTANZA DALLA COSTA, IMPATTO SULLA PESCA LOCALE E SUL PAESAGGIO	16
4.4.1	<i>Alternative di localizzazione e attività di pesca</i>	16
4.4.2	<i>Alternative di localizzazione e paesaggio</i>	17
4.5	VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERARI	20
4.6	COMPATIBILITÀ CON LE PRINCIPALI ROTTE E IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA E INGRESSO DAI PORTI ADRIATICI	22
4.7	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE	23
4.8	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – LE OPERE DI CONNESSIONE	24
4.8.1	<i>Localizzazione del punto di approdo e dalla vasca giunti interrata</i>	26
4.8.2	<i>Alternative di tracciato per l'elettrodotto interrato</i>	28
4.8.3	<i>Alternative di localizzazione della Sottostazione Elettrica di Utenza</i>	28
<b>5</b>	<b>ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI</b>	<b>32</b>
5.1	ANALISI E SCELTA TIPOLOGICA DELLA SOTTOSTAZIONE OFFSHORE	33

<b>5.2</b>	<b>ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI</b>	<b>35</b>
5.2.1	<i>Selezione secondo criteri di trasportabilità dei floater</i>	37
5.2.2	<i>Selezione secondo criteri di assemblaggio</i>	37
5.2.3	<i>Possibili alternative in termini di sviluppo dell'indotto locale</i>	39
5.2.4	<i>Possibili alternative di selezione di prodotti equivalenti</i>	40
5.2.5	<i>La piattaforma selezionata</i>	41
<b>5.3</b>	<b>ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO</b>	<b>43</b>
5.3.1	<i>Sistemi di ormeggio</i>	43
5.3.2	<i>Sistemi di ancoraggio</i>	48
5.3.3	<i>Tipologie di ancoraggi selezionate</i>	50
5.3.4	<i>Criteri ambientali per la selezione della tecnologia di posa dei pali</i>	51
<b>5.4</b>	<b>SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE</b>	<b>53</b>
<b>5.5</b>	<b>ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE</b>	<b>55</b>
5.5.1	<i>Valutazione delle alternative di posa</i>	61
<b>5.6</b>	<b>VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI</b>	<b>63</b>
<b>6</b>	<b>ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE</b>	<b>64</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>66</b>

## 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 945 MW costituito da 63 aerogeneratori, da una sottostazione elettrica offshore di trasformazione 66/400 kV, da 11 linee elettriche in cavo sottomarino di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione offshore e da un elettrodotto di esportazione.

### 1.1 L'ANALISI DELLE ALTERNATIVE

I principali fattori di cui tener conto per l'adozione di determinate scelte progettuali e per la successiva elaborazione del progetto sono:

- scopo dell'opera;
- ubicazione dell'opera;
- inserimento ambientale dell'opera.

L'analisi di tali fattori conduce alla definizione di diverse alternative progettuali, le quali, riguardando diversi aspetti di un medesimo progetto, possono essere così sintetizzate:

- **alternative strategiche**: consistono nella individuazione di misure per prevenire effetti negativi prevedibili e/o misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;



- **alternative di localizzazione:** sono definibili sia a livello di piano che di progetto, si basano sulla conoscenza dell'ambiente e del territorio per poter individuare la potenzialità d'uso dei suoli, le aree critiche e sensibili;
- **alternative di processo o strutturali:** sono definibili nella fase di progettazione di massima o esecutiva e consistono nell'analisi delle diverse tecnologie e materie prime utilizzabili;
- **alternative di compensazione:** sono definibili in fase di progetto preliminare o esecutivo e consistono nella ricerca di misure per minimizzare gli effetti negativi non eliminabili e/o misure di compensazione;
- **alternativa zero:** consiste nel non realizzare l'opera ed è definibile nella fase di studio di fattibilità.

È evidente, però, che non sempre è possibile avere a disposizione una così ampia gamma di alternative possibili, in quanto alcune delle scelte determinanti vengono spesso effettuate prima dell'avvio dell'attività progettuale, ovvero in una fase di pianificazione preliminare.

Il confronto tra alternative richiede, inoltre, la soluzione di problemi non semplici come, ad esempio, quello di usare una base omogenea di parametri adattabile a progetti anche sensibilmente diversi.

## 2 ALTERNATIVE STRATEGICHE

### 2.1 LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE

La realizzazione di un impianto eolico offshore si inserisce nell'ambito della strategica europea di contrasto ai cambiamenti climatici che si è andata a definire ultimi anni a partire dal Green Deal Europeo presentato nel 2019 fino al più recente pacchetto Pronti per il 55% (FF55 - FIT for 55%).

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.**

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.**

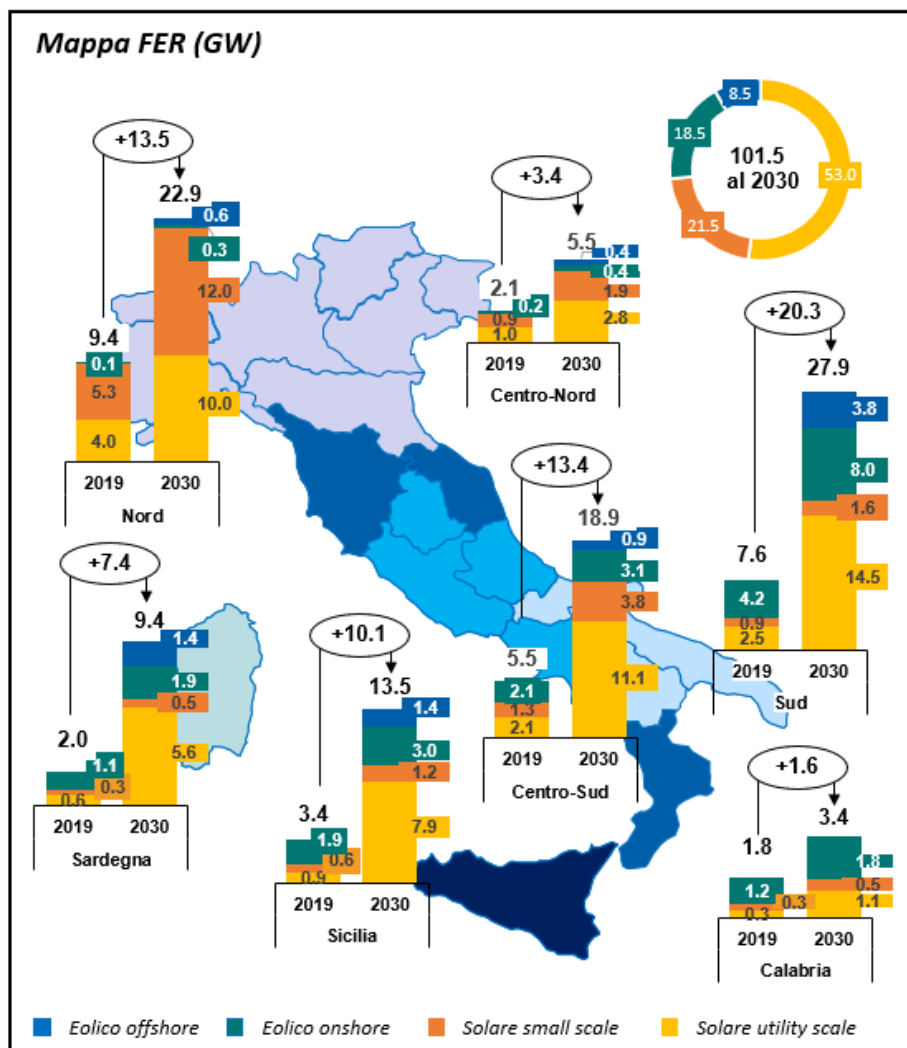
In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione Europea ha presentato a maggio 2022 il **piano REPowerEU** con cui si propone un'accelerazione dei target climatici già ambiziosi **incrementando l'obiettivo 2030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

### 2.2 LE POLITICHE NAZIONALI

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima pubblicato nel 2020 stabilisce l'installazione di 95 GW complessivi per tutto il comparto FER e di almeno di 900 MW di impianti eolici offshore nelle acque mediterranee entro il 2030.

Secondo il **“Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)”**, recentemente presentato da TERNA e SNAM, nello scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 si 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, che considera dei target di potenza installata superiori al PNIEC, **prevede l'installazione di 8,5 GW di impianti eolici offshore.**

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.**



*Ripartizione per zone degli obiettivi di potenza installata nello scenario FF50 del DDS 22*

## 2.3 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE STRATEGICHE

La realizzazione dell'opera in progetto risulta coerente con i target prefissati in ambito europeo per il raggiungimento degli obiettivi di contrasto ai cambiamenti climatici e con le strategie di implementazione di tali target definite in ambito nazionale.

Le uniche alternative strategiche compatibili con i medesimi obiettivi climatici sono limitate ad una riduzione dei consumi energetici di proporzioni assolutamente inconciliabili con il mantenimento dell'attuale status economico o all'opzione nucleare. Tali alternative sono già state considerate ed escluse dal legislatore e pertanto appare assolutamente incontrovertibile l'esigenza di implementare ogni sforzo utile ad accelerare la realizzazione di impianti eolici offshore.



### 3 ALTERNATIVA ZERO

Nel caso del progetto del parco eolico, l'**alternativa zero è stata scartata**, perché l'intervento oggetto della presente relazione rientra tra le tipologie impiantistiche previste dalla programmazione internazionale e nazionale.

Come indicato nella valutazione delle alternative strategiche la realizzazione dell'opera è coerente con:

- Gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotta da centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili;
- la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- il mantenimento ed il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà.

Tuttavia, al fine di valutare attentamente l'effettiva attendibilità dell'assunto sulla alternativa zero, nei paragrafi successivi è stata condotta un'analisi SWOT per confrontare le due principali alternative: realizzare l'impianto Nemetun Island o non realizzarlo affatto.



### 3.1 VALUTAZIONE DELL'ALTERNATIVA ZERO MEDIANTE ANALISI SWOT

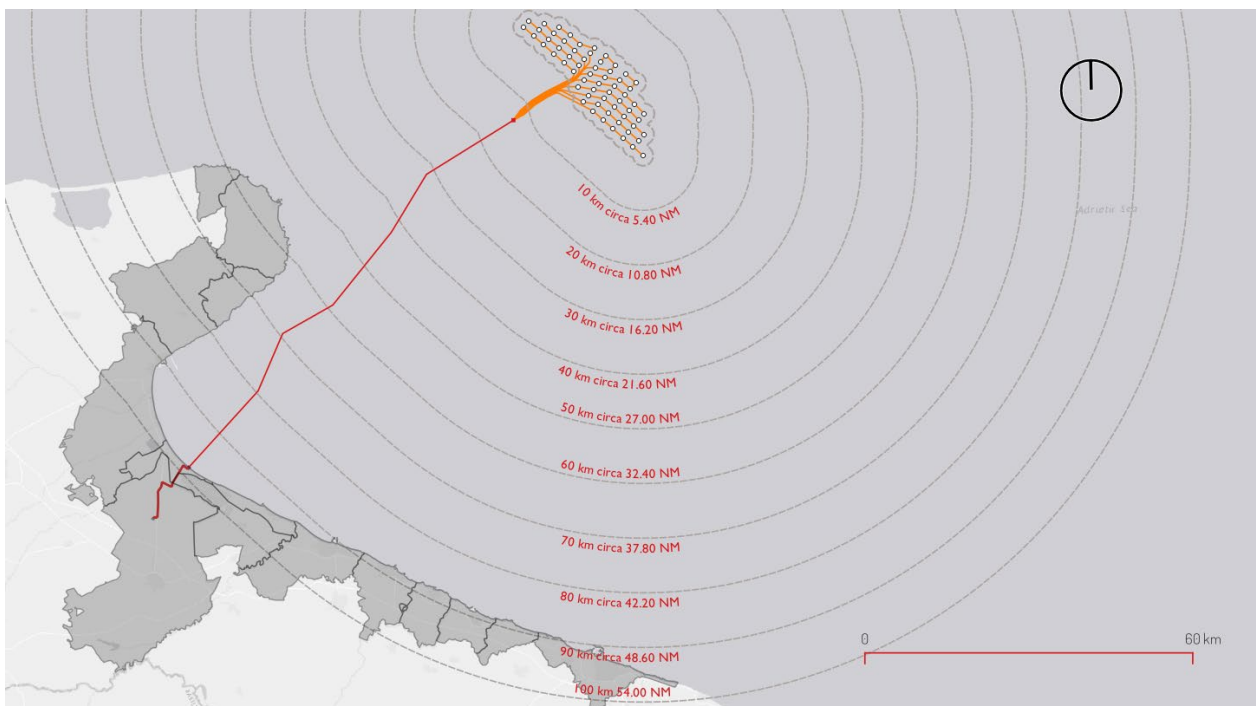
L'analisi SWOT è uno strumento strategico ampiamente utilizzato nelle aziende e nelle organizzazioni per valutare i punti di forza (Strengths), le debolezze (Weaknesses), le opportunità (Opportunities) e le minacce (Threats) di un progetto. Questo metodo fornisce una panoramica chiara della situazione attuale e delle possibilità future, consentendo di prendere decisioni informate e di sviluppare strategie efficaci. Essenzialmente, l'analisi SWOT aiuta a identificare i vantaggi e gli svantaggi interni, nonché le opportunità e le sfide esterne, fornendo così una base solida per la pianificazione e l'implementazione delle strategie aziendali e sociali.

#### 3.1.1 IDENTIFICAZIONE DEGLI OBIETTIVI

L'obiettivo dell'analisi SWOT è determinare se sia più vantaggioso realizzare un parco eolico offshore situato a oltre 40 km dalla costa, con la capacità di produrre 2.950 GWh di energia elettrica pulita all'anno, oppure se l'alternativa di non realizzarlo affatto sarebbe più favorevole.

#### 3.1.2 RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI

L'impianto eolico offshore Nemetun Island è costituito da 63 aerogeneratori posizionati nel mare Adriatico meridionale in acque internazionali sulla Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa dei comuni di Vieste e Peschici. La distanza minima dalla costa della penisola Garganica è superiore ai 40 km (22 NM) mentre la distanza minima dalla costa barese è superiore ai 90 km (48 NM).



*Impianto Nemetun Island*

Gli aerogeneratori previsti avranno potenza unitaria pari a 15 MW per una potenza totale installata pari a 945 MW.

L'impianto prevede la realizzazione di un cavidotto di esportazione interrato nel fondale marino sabbioso, oltre alla realizzazione di opere a terra quali un cavidotto AT interrato su strada pubblica e una Sottostazione elettrica isolata in GIS.

### 3.1.3 IDENTIFICAZIONE DEI PUNTI DI FORZA – STRENGTHS

- Si prevede la produzione annuale di energia elettrica pari al fabbisogno di circa 700.000,00 famiglie.
- Si prevede una riduzione di CO<sub>2</sub> immessa nell'ambiente pari a 7.000 t.
- Produzione di benessere e iniezioni di capitale nel tessuto sociale locale.
- Indipendenza energetica.
- Si prevede una valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di consumo di materie prime, valutata con calcolo LCA life cycle assessment di valore positivo, con indice di payback stimato pari a 2 o 3 anni.



### 3.1.4 ANALISI DELLE DEBOLEZZE - WEAKNESSES

- Reperimento di materie prime sul mercato italiano.
- Sviluppo di un sistema portuale adatto alla realizzazione delle fondazioni e all'installazione degli aerogeneratori.
- Sistema di rete da implementare per lo sviluppo offshore.
- Impatto ambientale del sistema di posa dei cavi e di realizzazione degli ancoraggi.
- Impatto ambientale delle opere a terra e delle nuove linee elettriche.

### 3.1.5 ANALISI DELLE OPPORTUNITÀ - OPPORTUNITIES

- Sviluppo del sistema portuale e suo miglioramento.
- Miglioramento del sistema di rete.
- Creazione di oltre 6.000 nuovi posti di lavoro nelle fasi di realizzazione.
- Creazione di nuove occupazioni per il sistema di gestione dell'impianto eolico.
- Sviluppo di una filiera del settore con occupazioni e iniezioni di capitali.
- Miglioramento delle aree degradate di approdo e realizzazione di compensazioni ambientali.
- Monitoraggio ambientale delle aree del parco e restoration ambientale.

### 3.1.6 VALUTAZIONE DELLE MINACCE - THREATS

- Utilizzo di materie prime provenienti dall'estero.
- Mancato controllo e monitoraggio ambientale.
- Sovraffollamento di iniziative.
- Danni ambientali.

### 3.1.7 INTERCONNESSIONE TRA ELEMENTI

Nella tabella successiva, vengono evidenziate le principali componenti di impatto dell'impianto eolico offshore Nemetun Island, attraverso una classificazione dei criteri SWOT basati sull'Ambiente, sull'Occupazione, sull'Energia e sull'Economia:

Componente	Strengths	Weaknesses	Opportunities	Threats
<b>Ambiente</b>	Riduzione CO <sub>2</sub>	Impatto nuove opere	Monitoraggio e restoration ambientale	Sovraffollamento Mancato monitoraggio
<b>Lavoro</b>	Creazione nuovi posti di lavoro	Sistema portuale inadatto	Sviluppo indotto e Specializzazione nel settore	Materie prime e maestranze provenienti dall'estero
<b>Energia</b>	Grande produzione, indipendenza energetica	Sistema di rete da potenziare	Implementazione sistema di produzione	Sovraffollamento di iniziative
<b>Economia</b>	Benessere	Reperimento imprese locali	Grandi iniezioni di capitale a livello locale	Utilizzo di materie prime estere

### 3.1.8 PRIORITÀ, PIANIFICAZIONE E STRATEGIE

Commentando i risultati descritti potremo dire che:

- **la componente ambiente** con la riduzione di CO<sub>2</sub> ha un impatto notevole, l'impatto delle opere è minimizzato dai sistemi di mitigazione e compensazione, un corretto monitoraggio garantirà il mantenimento di uno stato ambientale qualitativamente elevato, una corretta strategia di pianificazione centrale e il controllo delle autorizzazioni a livello statale proteggerà il sistema dai rischi di sovraffollamento.
- **La componente energia** vede l'immissione nel sistema di un grande quantitativo di energia pulita e la creazione delle basi per l'indipendenza energetica del Paese, il sistema di rete debole sarà implementato da nuovi capitali. Come per l'ambiente una corretta strategia pianificatoria e autorizzativa eviterà il rischio di sovraffollamento di iniziative.
- **La componente economia** vede la creazione di benessere e di un indotto produttivo a livello locale: "l'industria dell'energia". Il sistema a catena potrà garantire una corretta strategia per il reperimento delle risorse a livello locale e per lo sviluppo della filiera.
- **La componente lavoro** vede la creazione di un grande numero di posti occupati, oltre che per la realizzazione degli impianti anche per lo sviluppo delle infrastrutture portuali e per lo sviluppo della rete.

### 3.1.9 CONCLUSIONI

Dall'analisi SWOT effettuata emerge chiaramente che la realizzazione dell'impianto eolico offshore Nemetun Island risulta conveniente rispetto all'alternativa di non realizzare l'impianto (alternativa zero).

L'analisi SWOT non è un processo statico. Monitora regolarmente l'efficacia del sistema per apportare modifiche alla strategia in base alle nuove sfide o opportunità.

Il sistema utilizzato è alla base di altri progetti che la programmazione nazionale ed europea ha utilizzato per definire i suoi obiettivi associati alla transizione energetica. Alcuni di questi modelli sono stati sviluppati proprio grazie a delle specifiche analisi di punti di forza e debolezza che hanno condotto a quantificare gli impianti di produzione di FER da realizzare.

Un chiaro esempio è il progetto Powered, che individua con il metodo dell'analisi cumulativa i potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore (area cerchiata) e l'area circostante.

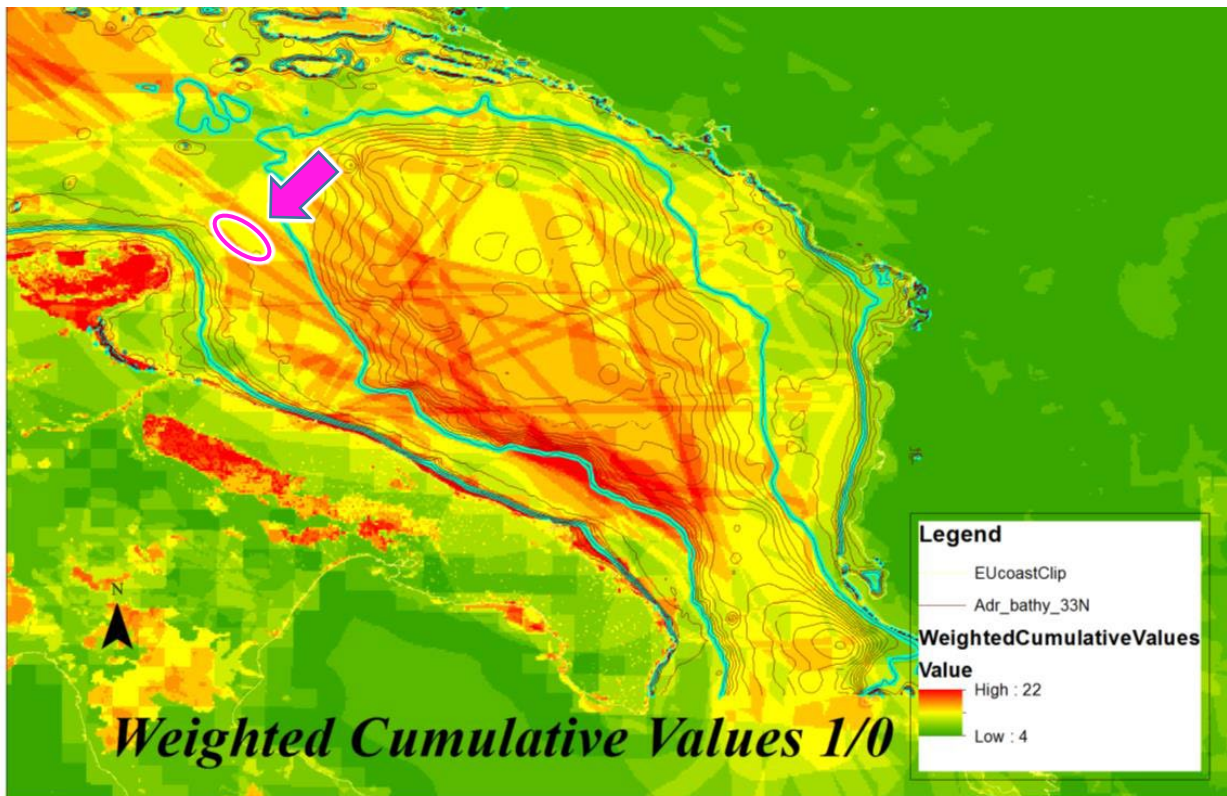


Immagine estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA

## 4 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

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 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 i progetti Seanergy (ID\_VIP\_1831), Barium Bay (ID\_VIP\_10221) e Lupiae Maris (ID\_VIP\_9333) che sono attualmente in fase di Valutazione di Impatto Ambientale o hanno ottenuto il parere favorevole con prescrizioni del Comitato Tecnico VIA.

La scelta dell'area in cui allocare l'impianto proposto è avvenuta a conclusione di un'attenta disamina che ha considerato i seguenti aspetti:

- Disponibilità della risorsa anemologica
- Batimetria e compatibilità con i vincoli tecnologici imposti dal corretto funzionamento delle piattaforme di sostegno flottanti
- Distanza dalla costa, impatto sulla pesca locale e minimizzazione dell'intervisibilità e percettibilità delle opere a mare
- Presenza di vincoli ambientali, militari e minerati
- Compatibilità con le principali rotte ed il traffico navale in uscita ed ingresso dai porti adriatici
- Interferenza con altre opere e servizi offshore.

### 4.1 IL PROGETTO POWERED

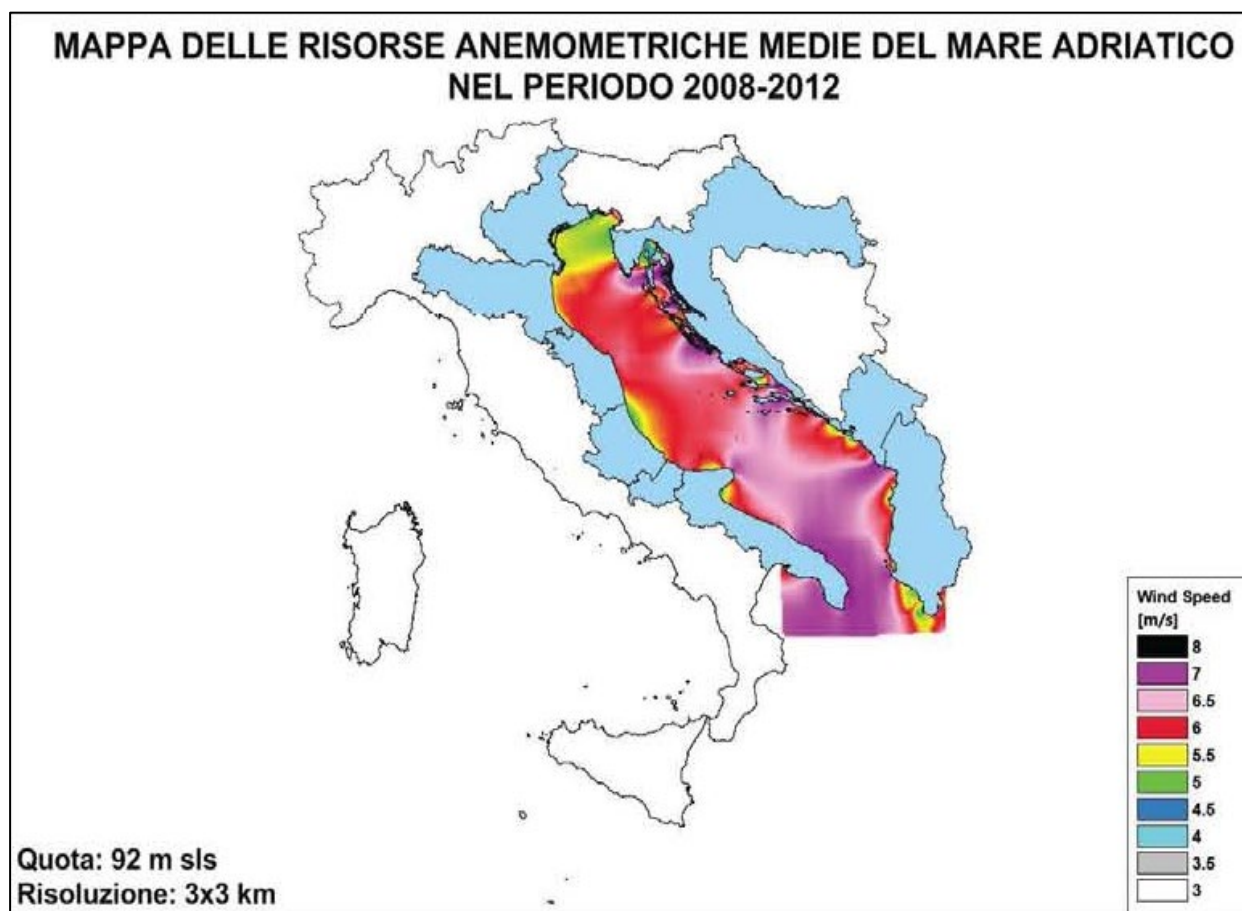
Di grande interesse per la scelta del sito a mare in cui allocare l'impianto sono state le risultanze del Progetto Powered (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development) di cui si è dato un ampio resoconto nella Relazione Descrittiva R.1.1 del progetto definitivo e che qui viene riportata in sintesi.

Il progetto, concluso nel 2016 e sviluppato nell'ambito del programma di cooperazione transfrontaliero IPA-Adriatic dell'Unione Europea, aveva come obiettivo valutare la potenzialità del mare Adriatico in rapporto all'installazione di centrali eoliche offshore.

Di particolare interesse sono le risultanze dei Work Package 4 (WP4), valutazione sperimentale e numerica della risorsa del vento nel bacino Adriatico, e Work Package 5 (WP5), analisi e valutazione sperimentale delle problematiche ambientali, infrastrutturali, energetiche e tecnologiche, 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-

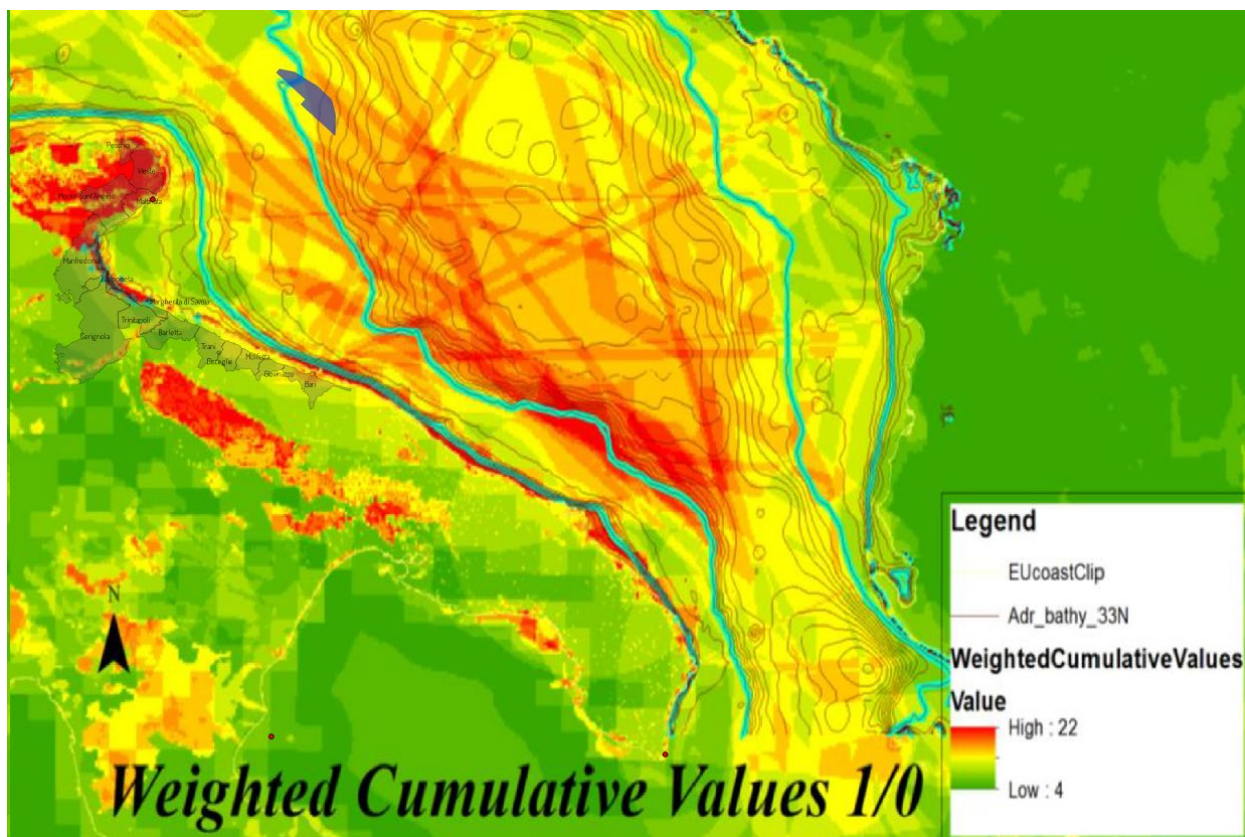
2012 dalla quale risulta che le aree a maggiore potenziale anemometrico per lo sviluppo di una centrale off-shore sono allocate nella porzione meridionale del Mare Adriatico e sullo Ionio con una evidente prevalenza dei tratti di mare prospicienti la costa salentina.



*Mapa del Vento nel Mare Adriatico – Powered*

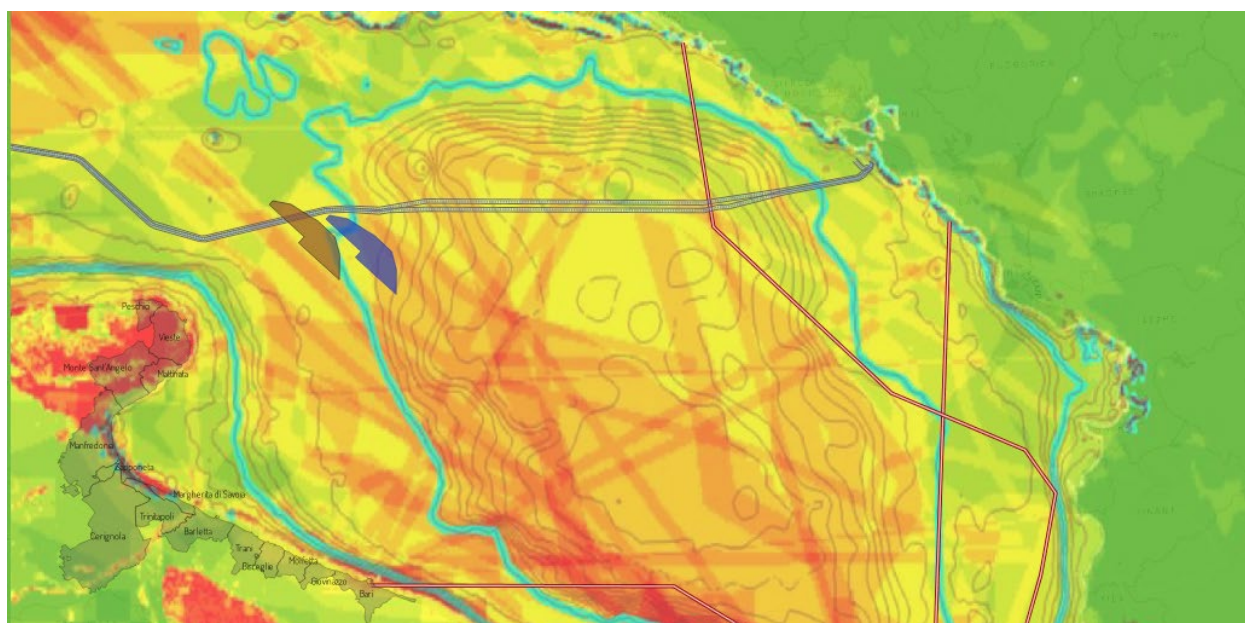
L'obiettivo finale del WP5 era di elaborare un'analisi semiquantitativa e qualitativa dei vincoli ambientali ed infrastrutturali presenti nel Mare Adriatico: a tale scopo è stata quindi esaminata la distribuzione spaziale dei vincoli e, assegnando un peso a ciascun vincolo presente in ciascun tratto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

Nel report conclusivo del WP5 si riportano delle mappe tematiche riepilogative utili ad **analizzare in termini cumulativi i potenziali conflitti** (ambientali o di uso del mare) **tra l'eventuale centrale eolica offshore e l'area circostante** e tra queste alcune sono dedicate proprio alla Puglia. **Dallo studio si evince la presenza diffusa nell'area nord della Puglia di aree distanti dalla costa e caratterizzate da un livello di conflitti basso e, pertanto, i successivi approfondimenti si sono concentrati sul tratto di mare Adriatico compreso tra il Gargano ed il nord barese.**



*Mapa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti tra l'eventuale centrale eolica offshore (in blu) 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.*

È importante sottolineare che l'opzione di posizionare l'impianto Nemetun Island nella zona con minori conflitti, situata più ad ovest secondo il progetto Powered, è stata scartata a causa del rischio di interferenza con un'importante infrastruttura tecnologica: la linea elettrica sottomarina MON.ITA.



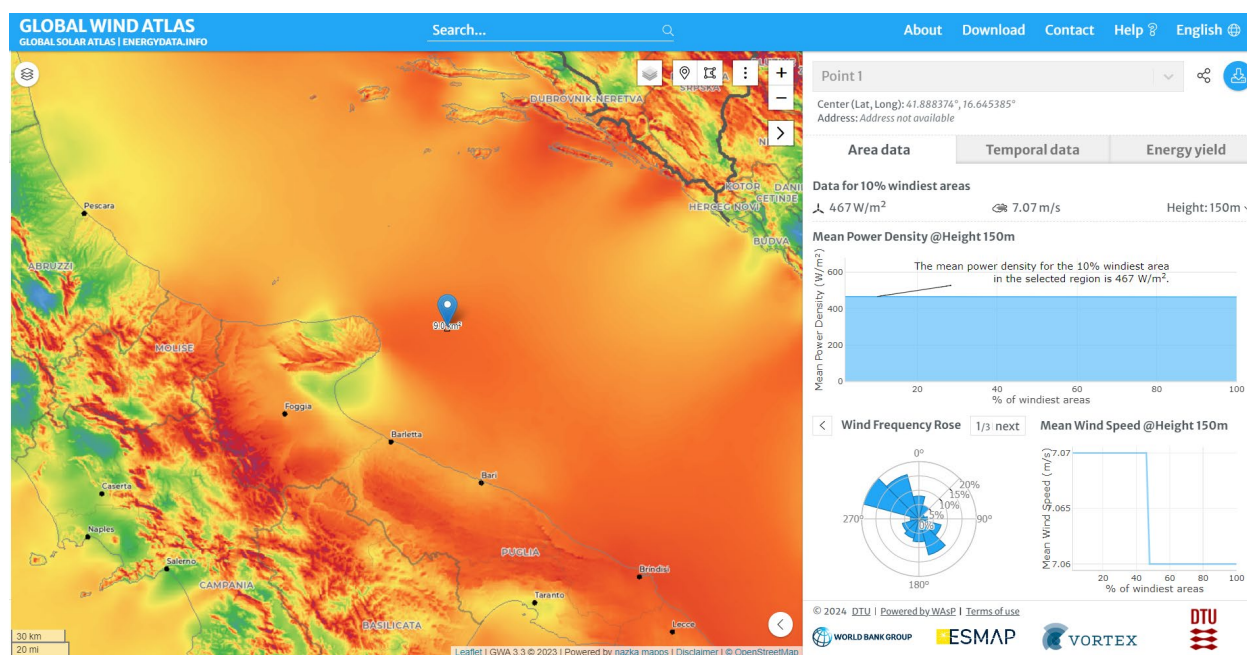
*Alternativa di localizzazione (in marrone) e l'impianto MON.ITA (in celeste)*

## 4.2 DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA

Tutti gli studi ed i dati disponibili concordano nel ritenere che le aree con maggiore disponibilità di risorsa anemometrica in tutto l'Adriatico sono ubicate in acque prospicienti la costa pugliese. Si riportano di seguito alcune immagini tratte dall'atlante eolico della società "Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA", e dal "Global Wind Atlas" con le velocità del vento annue medie a 150 m che mostrano risultati compatibili con la mappa in Figura 4.1 prodotta dal progetto Powered.



Velocità media annua del vento a 150 m – tratta dall'atlante eolico della società RSE SpA



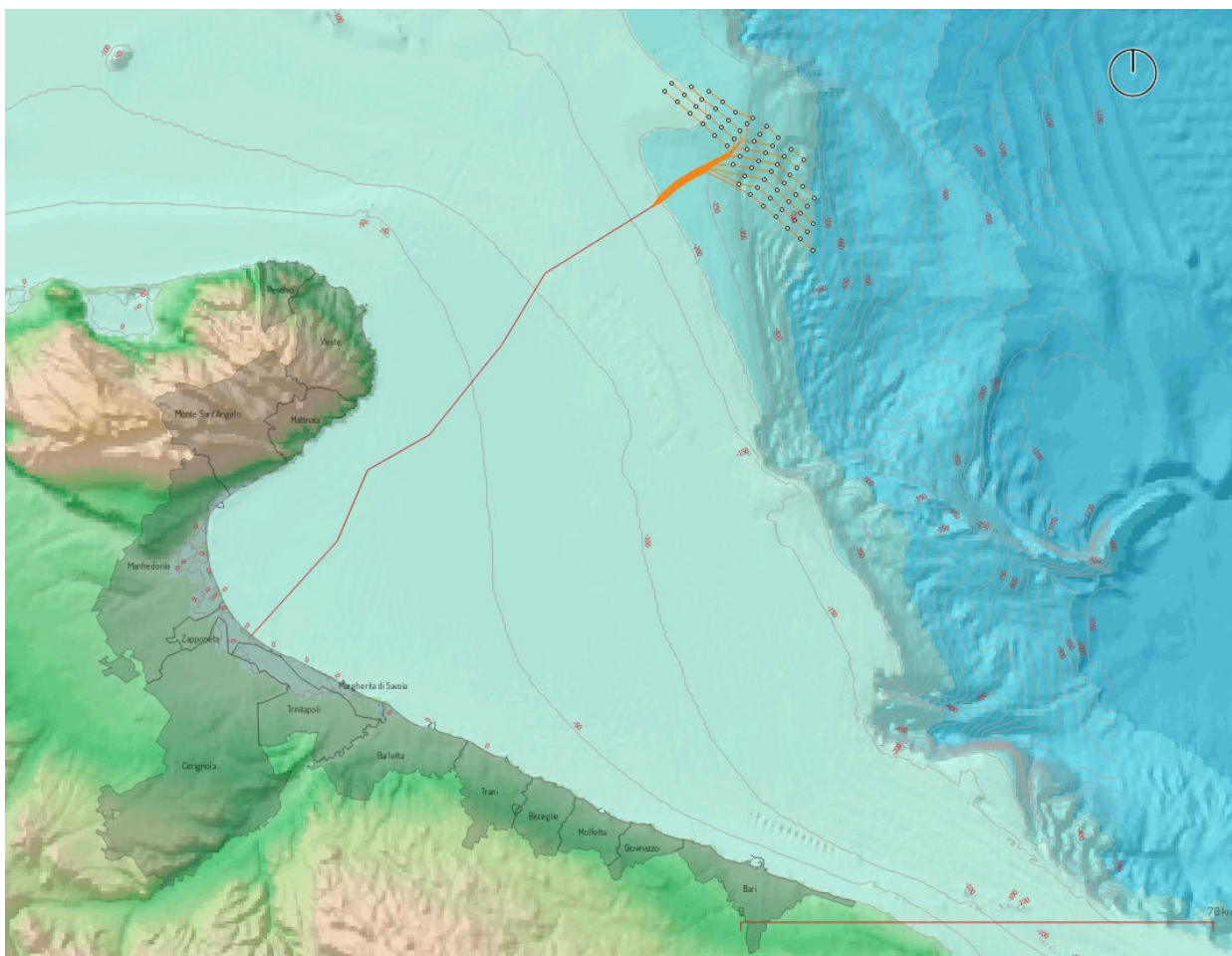
Velocità media annua del vento a 150 m - tratta dal sito <https://globalwindatlas.info/en/>



Osservando le mappe del vento nello specchio d'acqua in esame si può notare come la risorsa anemologica sia abbastanza scarsa nelle aree a ridosso del versante sud del Gargano di fronte Manfredonia. Nel basso Adriatico la direzione principale del vento è infatti da Nord Ovest e questi venti, nel golfo di Manfredonia sono, almeno parzialmente, schermati dal Gargano. **Il parco eolico dovrà pertanto essere ubicato necessariamente in acque lontane dalla costa oltre il promontorio del Gargano secondo la direzione Nord Ovest per ottenere una adeguata produzione media annua di lungo periodo.**

#### 4.3 BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI

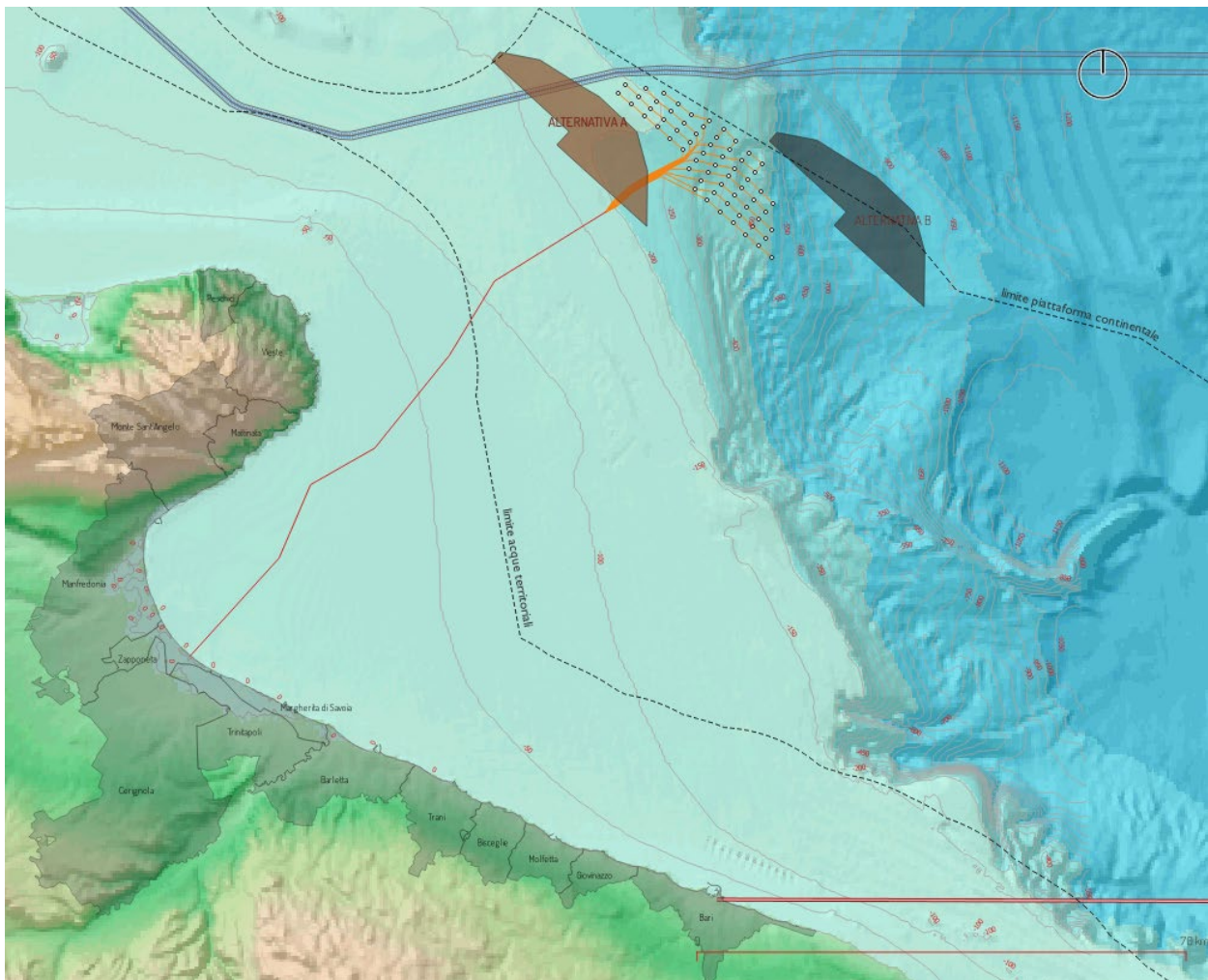
In figura si propone un estratto della **GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans)** riferito all'area in esame integrato con le isobate estratte dai dataset della Regione Puglia.



*Carta batimetrica (fonte GEBCO e Regione Puglia)*

Da una rapida analisi della batimetria, si evidenzia come il mare Adriatico nel settore considerato raggiunge profondità molto elevate che superano i -1000 m all'interno della fossa dell'Adriatico meridionale posta al centro tra Bari e Dubrovnik. Proseguendo verso sud, il fondale marino risale fino a -780 m per formare la soglia di Otranto al confine con il Mar Ionio. In particolare, si assiste ad un aumento molto rapido della profondità del fondale a partire dalla isobata dei -200 m. Tale delimitazione coincide con il ciglio della scarpata che delimita la piattaforma continentale.

#### 4.3.1 LA SCELTA DI LOCALIZZAZIONE RISPETTO ALLA QUOTA BATIMETRICA



#### *Indagine delle alternative rispetto alla quota batimetrica*

Nella scelta di localizzazione dell'impianto Nemetun Island rispetto alla quota batimetrica si è tenuto conto di fattori ambientali e tecnologici:

- **L'alternativa A**, che ipotizzava di posizionare le installazioni più ad ovest a una quota batimetrica inferiore, vantaggiosa per la scelta delle tecnologie di ormeggio, è stata scartata per due motivi principali. Prima di tutto, la presenza della linea elettrica MON.ITA ha giocato un ruolo significativo nella decisione (fattore tecnologico). Inoltre, la minore distanza di questa alternativa dalla costa avrebbe comportato un aumento delle zone di visibilità teorica e, di conseguenza, della visibilità dell'impianto dalla costa (fattore ambientale).
- **L'opzione B**, che proponeva di collocare l'impianto più ad est, avrebbe comportato l'intercettazione di quote batimetriche elevate, approssimativamente intorno ai 1000 metri di profondità. Questo aspetto tecnologico è stato fondamentale nella decisione di escludere questa alternativa, poiché le attuali tecnologie di ormeggio disponibili sul mercato non sarebbero state in grado di gestire l'installazione a tali profondità. Inoltre, l'impianto si sarebbe trovato oltre il limite delle zone a giurisdizione esclusiva italiana, con conseguente presenza di impatti transfrontalieri.

L'opzione scelta bilancia i fattori tecnologici e ambientali, proponendo l'installazione a quote batimetriche raggiungibili, seppur elevate, approssimativamente intorno ai 500 metri. Nonostante ciò comporti maggiori oneri per il proponente dovuti allo sviluppo della componente tecnica dell'impianto in alcune zone dell'area, questa scelta è apparsa ottimale dal punto di vista ambientale.

#### 4.4 DISTANZA DALLA COSTA, IMPATTO SULLA PESCA LOCALE E SUL PAESAGGIO

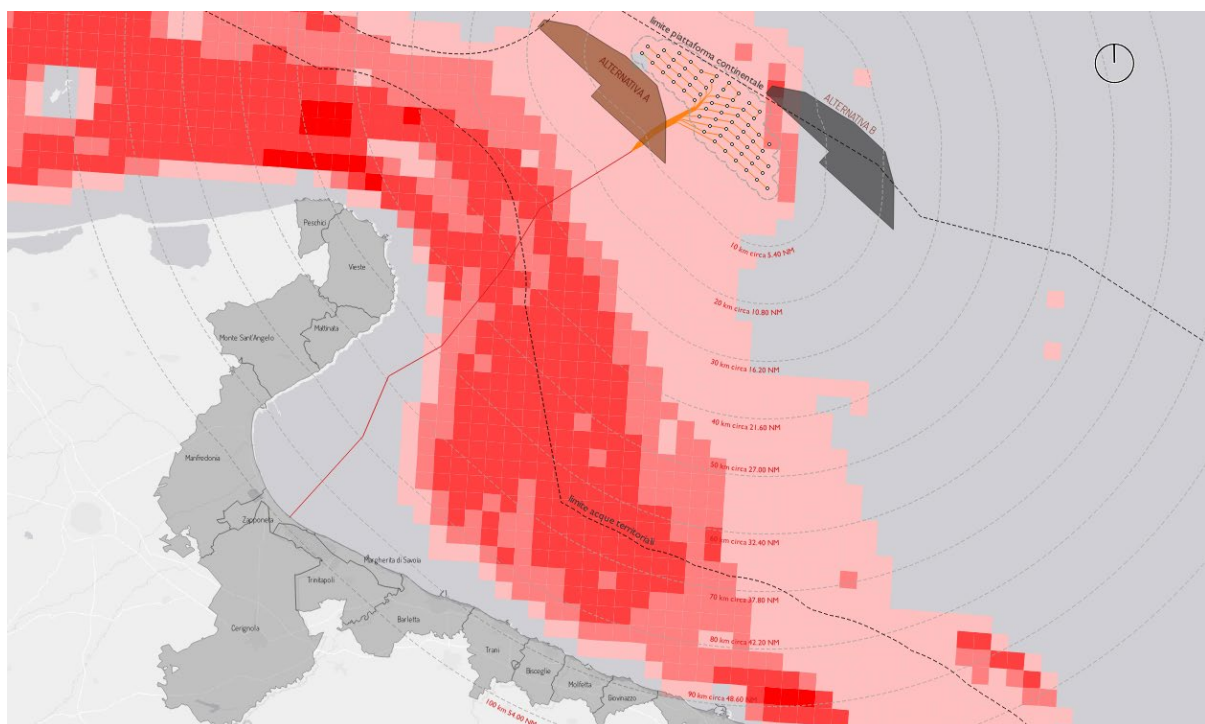
##### 4.4.1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE E ATTIVITÀ DI PESCA

La costa adriatica e il tratto di mare prospiciente rappresentano un'area caratterizzata da un'intensa attività antropica legata all'ambiente marino. Esiste una importante economia locale legata alla pesca ed al turismo. Considerazioni socioeconomiche, unitamente ad una precisa volontà di ridurre al minimo l'intervisibilità e la percettibilità delle opere a mare hanno spinto ad escludere completamente dalle aree eleggibili la fascia entro le 12 miglia dalla costa, alla costa ubicando l'impianto sulla piattaforma continentale italiana.

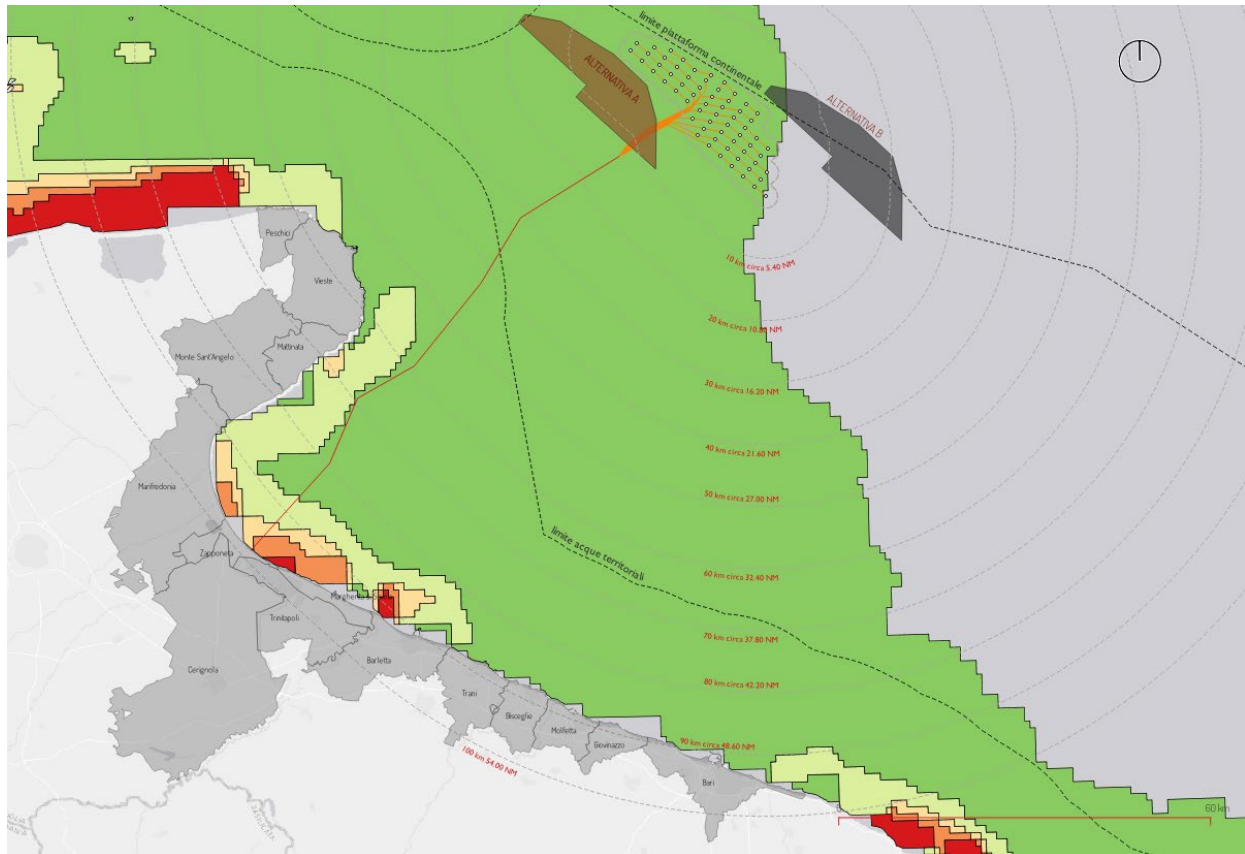
Questa scelta permette infatti contemporaneamente di conseguire:

- la neutralità della presenza dell'impianto per la piccola pesca locale e di superficie,
- la creazione di una fonte di dissuasione e di potenziale disturbo per le attività illegali di pesca a strascico entro 3 miglia dalla costa e i 50 metri di profondità: il rallentamento, dovuto alla presenza del cavidotto sul fondale marino, di un sistema di pesca industriale, molto diffuso nell'area e potenzialmente dannoso per stessa fauna e per la biocenosi dei fondali.
- La riduzione della percettibilità dell'impianto e delle infrastrutture connesse e la creazione di un nuovo paesaggio marino innovativo, che integra le energie rinnovabili e la salvaguardia del nostro patrimonio ambientale.

A ciò si aggiungono gli importanti benefici dovuti alle compensazioni ambientali previste con sicure ricadute su pesca e turismo.



*Distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo (in rosso scuro lo sforzo maggiore)*



*Distribuzione dello sforzo di pesca delle marinerie locali (in verde lo sforzo minore)*

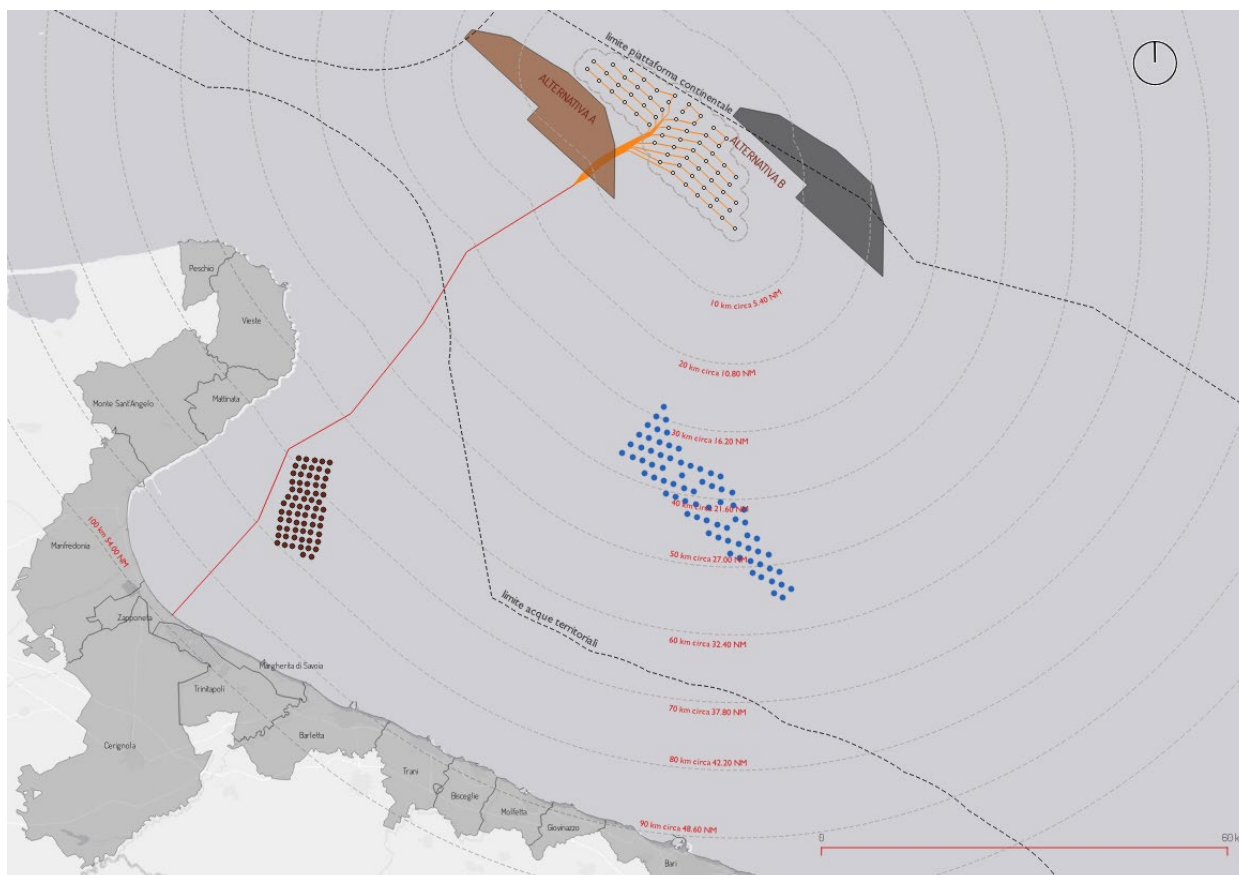
Nelle figure sopra si riportano la distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo in Italia (fonte MIPAAF – SID) e la distribuzione dello sforzo di pesca delle piccole marinerie locali (indagine COISPA) con evidenziato il limite delle acque territoriali. La cartografia non permette di apprezzare la distinzione tra le tipologie di pesca, d'altra parte è evidente che le aree di maggiore pressione dovuta alla pesca sono concentrate nella fascia più prossima alla costa, mentre invece, allontanandosi da riva, lo sforzo di pesca diminuisce fino a scomparire in prossimità dell'isobata dei 200 m e quindi del ciglio della scarpata continentale. Anche rispetto a questo criterio, la scelta localizzativa appare di minor impatto rispetto ad una collocazione maggiormente vicina alla costa.

#### 4.4.2 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE E PAESAGGIO

La decisione sulla collocazione dell'impianto eolico Nemetun Island nello specchio d'acqua di riferimento è stata principalmente guidata dalla ricerca del miglior compromesso per garantire la fattibilità tecnica e ridurre al minimo la visibilità dell'impianto.

Le considerazioni riguardanti le interferenze visive e l'effetto complessivo con altre iniziative nel bacino visivo di riferimento (ID-VIP\_10221 e ID\_VIP\_1831) sono affrontate nei documenti *ES.8.1\_Relazione Paesaggistica* e *ES.8.5\_Fotoinserimenti*.

Tuttavia, in questa sede è importante valutare l'alternativa tra la collocazione attualmente scelta per l'impianto eolico Nemetun Island, caratterizzata da una distanza minima dalla costa di circa 30 miglia nautiche, e una posizione molto più vicina e quindi più visibile, che si collocherebbe entro le 12 miglia nautiche, come nel caso dell'impianto ID-VIP\_1831.



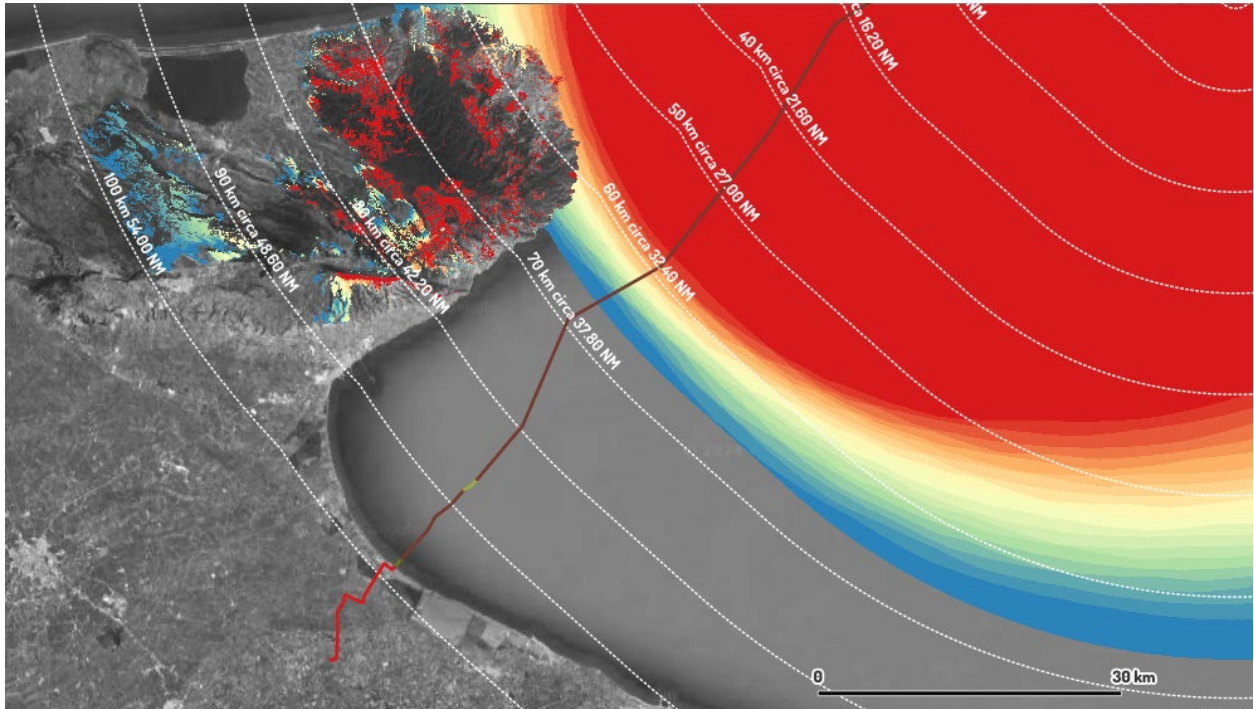
***L'impianto Nemetun Island, le alternative di collocazione e le altre iniziative nell'areale - Barium Bay ID\_VIP\_10221 (in blu) Seanergy ID\_VIP\_1831 (in rosso)***

Secondo le modellazioni effettuate, possiamo affermare che l'impianto Nemetun Island ha una visibilità mediamente bassa sull'area della penisola garganica e praticamente nulla lungo la costa barese da Bari a Zapponea fino a Manfredonia.

La mappa dell'intervisibilità teorica evidenzia la presenza di zone rosse solo in alcuni punti della costa e in determinate aree della foresta umbra. Poiché la visibilità verso il mare nelle zone interne è considerata teorica a causa della fitta vegetazione boschiva, l'indagine visuale si è concentrata esclusivamente sull'analisi delle località lungo la linea di costa o sui primi promontori con visuale diretta verso il mare.

Per valutare l'alternativa di collocazione entro le 12 miglia nautiche, il fotoinserimento da Monte Saraceno nel comune di Mattinata è particolarmente significativo. Nella vista "di calcolo", dove gli aerogeneratori sono indicati da cerchietti rossi, si evidenzia che l'impianto ID\_VIP\_1831 è molto visibile, con gli aerogeneratori chiaramente distinguibili nella loro interezza. Al contrario, l'impianto Nemetun Island è appena percepibile sullo sfondo, e la porzione visibile delle macchine comprende solo il rotore, che è costantemente in movimento. Un discorso analogo vale per l'impianto ID\_VIP\_10221, anche questo poco visibile.

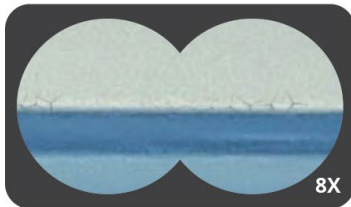
In conclusione, la decisione di posizionare l'impianto entro le 12 miglia dalla costa avrebbe notevolmente aumentato la sua visibilità, oltre a creare un effetto cumulo visuale con l'impianto Seanergy ID\_VIP\_1831, questa eventualità è stata scongiurata dalla scelta di collocare l'impianto Nemetun Island nello specchio d'acqua di riferimento a circa 30 NM dalla costa della penisola garganica.



Mapa dell'intervisibilità dell'impianto Nemetun Island (h 270 m)

### 17 MONTE SARACENO 1

Distanza minima dal parco eolico 55 m  
Distanza massima dal parco eolico 87 km



Fotorendering di calcolo del punto visuale Monte Saraceno

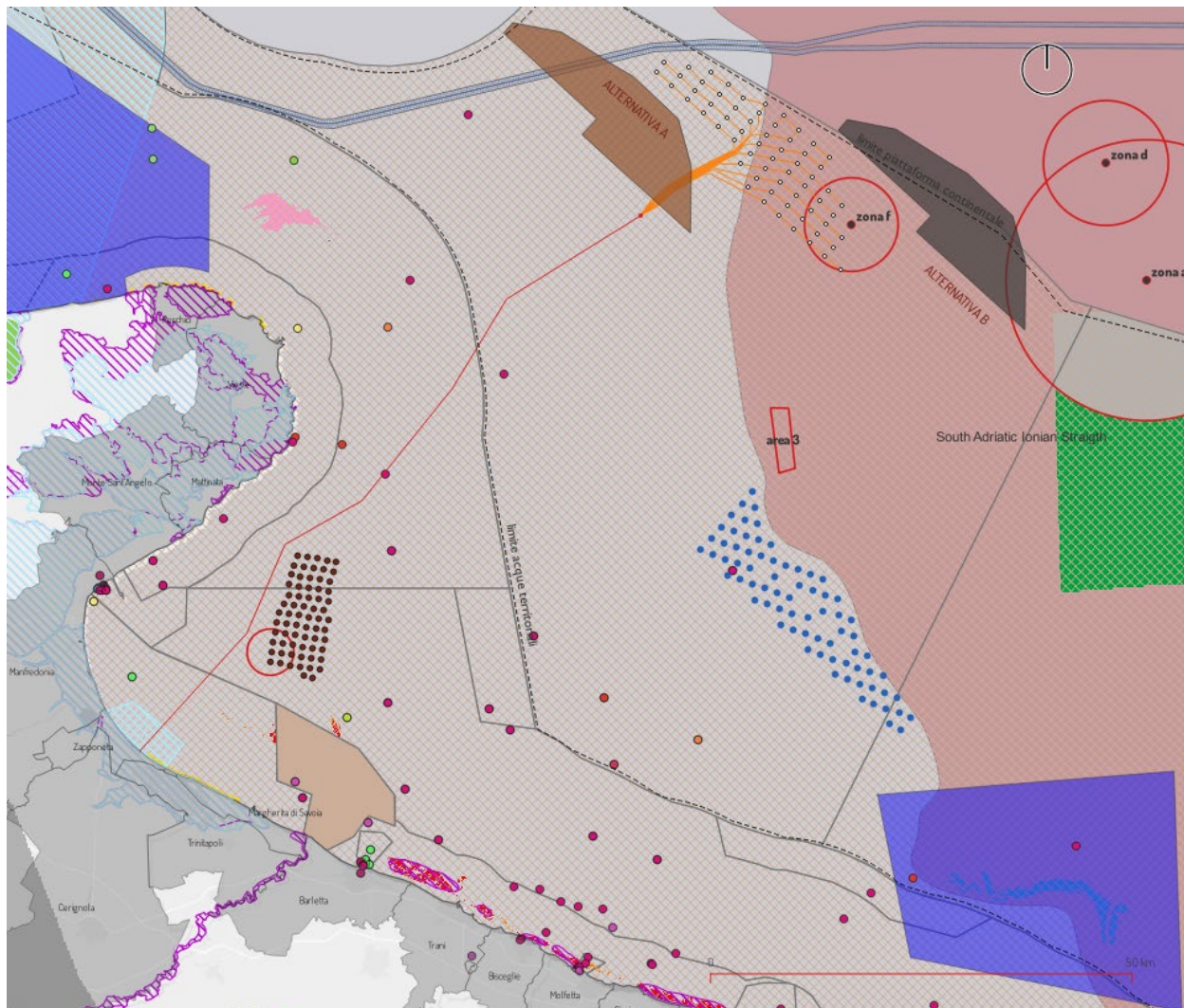
#### 4.5 VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERARI

Nella successiva immagine, viene rappresentata la situazione vincolistica sovrapposta alle alternative di localizzazione e alla presenza degli impianti Seanergy e Barium Bay. Rispetto ai vincoli territoriali, la scelta della localizzazione di riferimento per l'impianto Nemetun Island rappresenta un adeguato compromesso.

Da qui possiamo derivare alcune considerazioni:

- L'interferenza dell'areale di riferimento con la possibile presenza di ordigni bellici sarà risolta durante le fasi autorizzative ed esecutive attraverso la bonifica dei siti. È importante notare che le indagini geognostiche condotte non hanno rilevato la presenza di ordigni nell'area investigata. La posizione selezionata è stata comunque ritenuta maggiormente idonea per la presenza di interferenze come la linea elettrica MON.ITA e l'EBSA 126.
- Per quanto riguarda il tracciato, l'interferenza con i relitti riguarda alcuni container che sono stati effettivamente rilevati dai rilievi Side Scan Sonar. Tuttavia, il tracciato selezionato è stato considerato idoneo principalmente per due motivi: la minore distanza dalla sottostazione offshore e la sua idoneità come punto di approdo, che si è rivelato particolarmente adatto per la connessione secondo le indicazioni del gestore di rete.
- L'impianto non interferisce con le aree della Rete Natura 2000. L'interferenza dell'approdo del cavidotto con la ZPS marina IT9110041 "Aloisa – Carapelle" sarà risolta seguendo le indicazioni fornite nell'elaborato *S.3\_Valutazione di Incidenza Ambientale*, al quale si rimanda per ulteriori dettagli e specifiche.

**Il parco eolico è stato posizionato in modo appropriato, tenendo conto delle considerazioni precedentemente discusse e di quelle fatte nei paragrafi precedenti. Di conseguenza, le alternative di localizzazione sono state escluse.**



**Nemetun Island - opere off shore**

- Aerogeneratori
- Cavidotti di collegamento
- Stazione Elettrica Offshore
- Rete Natura 2000(SIC/ZSC e ZPS)

- ▨ SIC
- ▨ SIC/ZPS
- ▨ ZSC
- ▨ ZSC/ZPS
- ▨ ZPS
- ▨ SIC

- RETE NATURA\_2000 Nuovi siti

**Vincoli militari**

- ▨ Riservato, limitato, prioritario
- ▨ Aree consentite salvo fattibilità o diverse specifiche limitazioni e regolamentazioni

**Altre Iniziative**

- Seanergy ID\_VIP\_1831
- Barium Bay ID\_VIP\_10221

**Relitti**

- aereo
- brigantino (2 pali)
- nave carico
- nave passeggeri
- transatlantico

- AREA EBSA - MED\_3\_EBSA

**PITESAI aree idonee per coltivazione Idrocarburi**

- idonee
- non idonee

**Possibile presenza di ordigni bellici**

- ▭ Aree ordigni
- Punti ordigni bellici

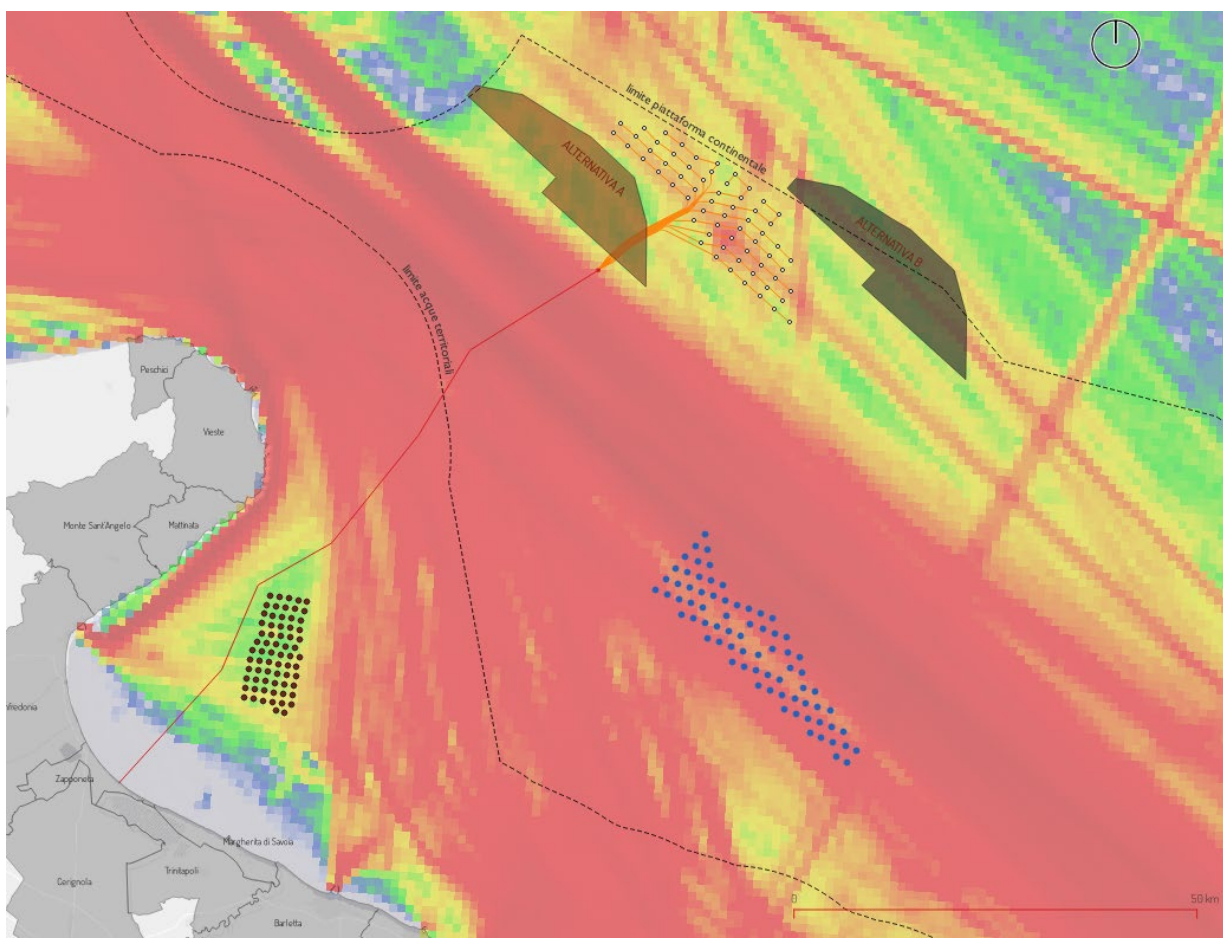
**Vincoli ambientali, minerari e militari**



#### 4.6 COMPATIBILITÀ CON LE PRINCIPALI ROTTE E IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA E INGRESSO DAI PORTI ADRIATICI

Per quanto riguarda le rotte si evidenzia che l'intero mare Adriatico risulta interessato da un intenso traffico navale. Anche senza svolgere analisi di dettaglio dei tracciati AIS, ma semplicemente osservando la cartografia associata alle principali rotte navali disponibile sul sito [www.marinetraffic.com](http://www.marinetraffic.com), è risultato subito evidente la presenza, per tutte le classi di stazza GRT, di un grande corridoio di traffico che si sviluppa parallelamente alla costa. Nell'immagine, ottenuta rielaborando i dati proposti dal progetto europeo ADRIPLAN (ADRIatic Ionian maritime spatial PLANning - <http://adriplan.eu/>), si mostrano l'intensità del traffico navale evidenziando così i corridoi di passaggio navi nell'Adriatico meridionale. Oltre al corridoio principale che segue la costa adriatica si notano bene le rotte che attraversano l'Adriatico e i percorsi utilizzati dalle imbarcazioni in entrata ed in uscita dai porti principali.

**Lo specchio d'acqua occupato dal parco eolico è ubicato al di fuori delle aree interessate dal traffico navale in ingresso/uscita dai porti locali e si colloca in una zona a bassa intensità di traffico navale oltre i corridoi navali che percorrono l'Adriatico lungo la direttrice nord ovest - sud est ed i corridoi navali che invece l'attraversano (Bari-Dubrovnik). Il parco eolico interferisce marginalmente con alcuni di questi corridoi navali che risultano facilmente dislocabili con lievi spostamenti di rotta. Lo studio bastato sull'analisi di dettagli dei tracciati AIS presentato nell'elaborato ES.4.1 "Valutazione dell'impatto sulle condizioni di navigazione" offre la verifica locale per il rispetto dei criteri generali descritti.**



Traffico marino (fonte Adriplan)

#### 4.7 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE

La scelta finale dello specchio d'acqua è pertanto il risultato della valutazione di tutti i fattori finora presentati e qui di seguito sintetizzati:

- la necessità di ubicare il parco eolico in un sito con caratteristiche di vento adeguate e quindi, più lontano possibile dalla costa per evitare gli effetti di schermo prodotti dal promontorio del Gargano;
- il limite tecnologico stabilito al paragrafo 4.3 rende incompatibile l'alternativa di una collocazione a maggiore distanza dalla costa;
- la tutela del paesaggio che, insieme con l'esigenza di non compromettere l'attività di pesca locale, rappresenta un fattore che indirizza la scelta verso specchi d'acqua più lontani dalla costa;
- la necessità di contenere le interferenze con il traffico navale garantendo idonei corridoi in ingresso e uscita dai porti e lungo le direttrici di traffico principali;
- la tutela dell'ecosistema marino che porta ad evitare le aree tutelate garantendo la distanza massima possibile;
- Il rispetto dei titoli minerari in essere considerando anche le aree interessate da istanze di permessi di ricerca.

Al paragrafo 4.5 si rappresenta una sovrapposizione delle aree a criticità rilevante considerate, ai tematismi rappresentati andrebbe aggiunta una rappresentazione cartografica del dato di vento e dello sforzo di pesca. Osservando la mappa si nota che lo specchio di mare scelto per ubicare il parco rappresenta il miglior compromesso tra le esigenze appena richiamate, una volta sottratte, ovviamente, le aree interessate da vincoli ritenuti non compatibili con le opere proposte.

Ogni modifica all'attuale collocazione dell'impianto, risulterebbe pertanto penalizzante e contribuirebbe ad incrementare i potenziali conflitti del parco eolico con gli altri usi del mare, l'attività antropica e l'ambiente marino.

#### 4.8 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – LE OPERE DI CONNESSIONE

Una volta definita l'ubicazione del parco eolico offshore, è necessario identificare la dimensione e la collocazione delle infrastrutture di connessione richieste per integrare l'energia prodotta nella rete elettrica. Queste infrastrutture comprendono sia le opere a terra che le opere in mare. Le infrastrutture di connessione possono essere suddivise in due categorie principali:

La soluzione tecnica di connessione rilasciata da TERNA con preventivo di connessione **Codice 202201688**

Prevede che l'impianto Nemetun Island venga collegato in antenna a 380 kV su di un futuro ampliamento della costruenda Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entrata alla linea RTN a 380 kV "Foggia-Palo del Colle".

Nell'iter di progetto dell'impianto eolico offshore saranno comprese le opere di rete e le opere di utenza per la connessione indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i..

Nel caso specifico:

- Le **opere di rete** sono costituite dallo stallo assegnato nella futura Stazione Elettrica di Ampliamento a 380 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV attualmente in fase di costruzione nel comune di Cerignola.
- Le **opere di utenza** sono costituite dall'elettrodotto a 380 kV da inserire in antenna per il collegamento dell'impianto eolico offshore.

Nel documento di assegnazione del punto di connessione (STMG), la società di gestione della RTN specifica che, per ottimizzare l'uso delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo dedicato all'impianto Nemetun Island con altri eventuali impianti di produzione. In altre parole, per collegare l'energia prodotta dalla centrale Nemetun Island alla rete, **l'impianto utente dovrà essere dotato di una Sottostazione Elettrica condominiale (SSE), che permetta di condividere lo stesso stallo di connessione con altri produttori.**

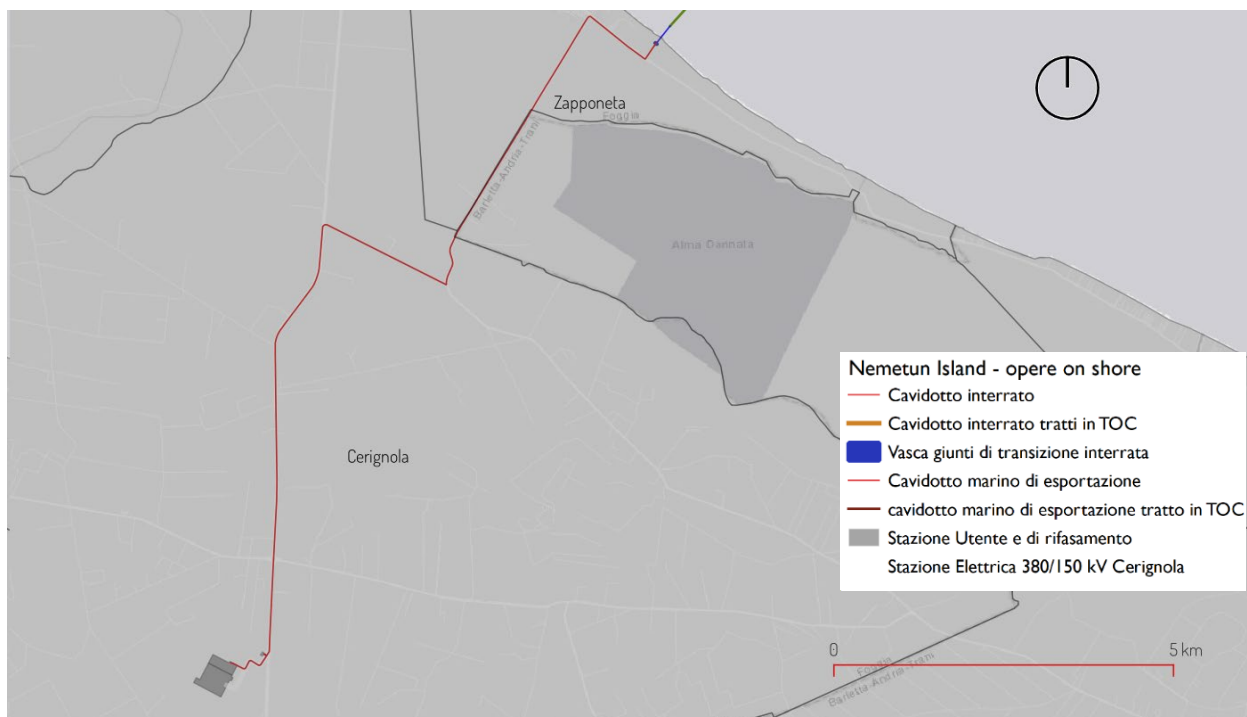
Nelle vicinanze del punto di sbarco previsto nel comune di Zapponeta verrà realizzata una buca giunti interrata di transizione da cavo marino a cavo terrestre e da lì in poi il cavo proseguirà con posa interrata seguendo la viabilità pubblica esistente. L'energia prodotta verrà quindi convogliata nella Sottostazione elettrica condominiale dotata di un Gruppo di rifasamento della capacità massima di 420 kV, previsti all'interno di un edificio industriale nelle vicinanze della Stazione Elettrica TERNA di Cerignola e del suo futuro ampliamento.

In tali ipotesi le opere a terra dell'**impianto di Utenza** constano di:

- **La vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Zapponeta, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **Un elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 16 km, sarà prevalentemente situato lungo la viabilità pubblica nei territori dei comuni di Zapponeta, Trinitapoli e Cerignola, con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, ma per gestire interferenze lungo il percorso, saranno realizzati 11 tratti posati mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Gli 11 tratti avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;
- **Una serie di 17 vasche giunti intermedie**, situate lungo il tracciato del cavidotto interrato con interdistanza variabile tra 700 e 950 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotto;

- **Una Sottostazione elettrica di utenza per la condivisione dello stallo che sarà dotata di un gruppo di rifasamento isolato in GIS dedicato all'impianto Nemetun Island**, con una capacità massima di 420 kV, composto da due reattori di tipo Shunt, che sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Cerignola, nelle vicinanze del punto della nuova Stazione Elettrica e del suo futuro ampliamento.

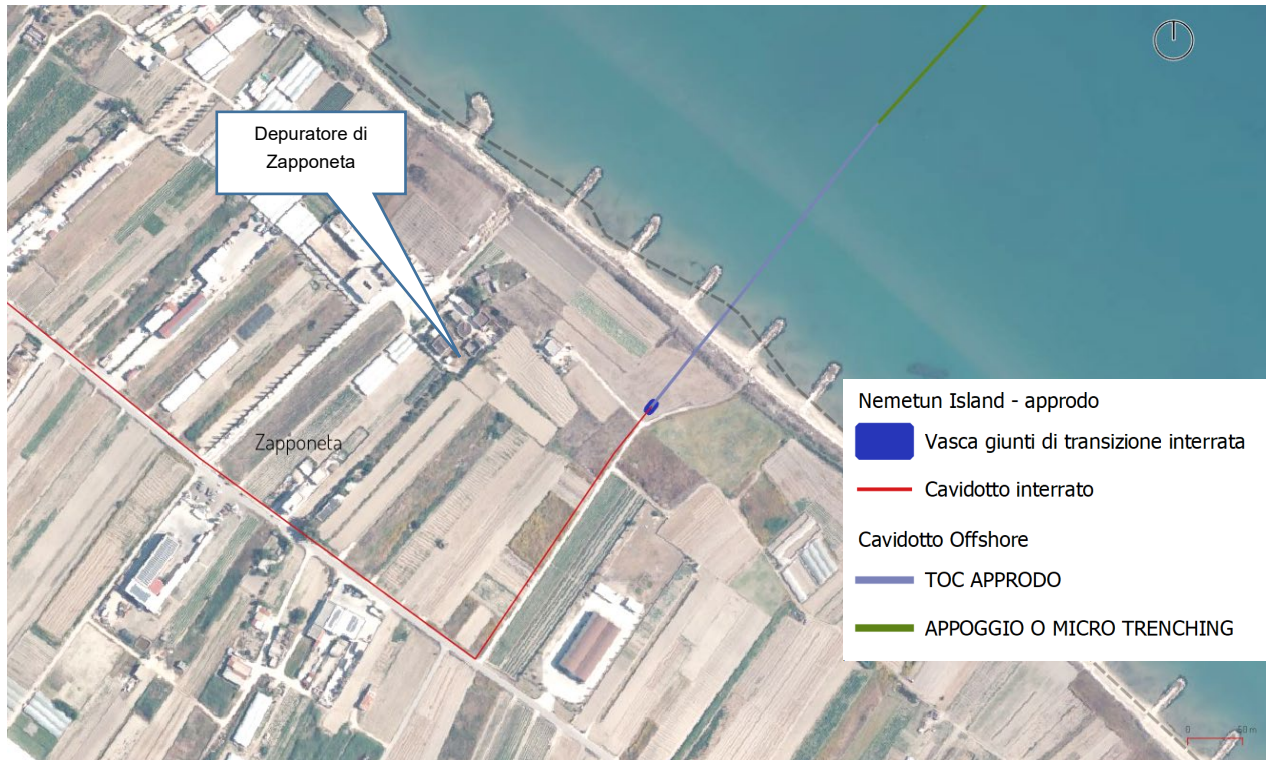
Per quanto riguarda le **Opere di Rete** è importante notare che, secondo la decisione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente, la progettazione dell'**ampliamento alla Stazione Elettrica di Cerignola** è responsabilità di un soggetto 'capofila', selezionato da Terna S.p.a. tra i produttori coinvolti nelle stesse opere di rete. Tale documentazione è da includere nella documentazione progettuale e nelle procedure autorizzative di tutti gli impianti di produzione da collegare a tali opere di rete. Nel caso specifico, il ruolo di capofila è affidato a un soggetto terzo, pertanto il pacchetto progettuale completo riferito alla nuova Stazione Elettrica di Ampliamento a 380 kV sarà inserito tra gli elaborati progettuali dell'impianto Nemetun Island, così come redatto dalla società Capofila presso Terna s.p.a.



*Rappresentazione sintetica delle opere onshore*

#### 4.8.1 LOCALIZZAZIONE DEL PUNTO DI APPRODO E DALLA VASCA GIUNTI INTERRATA

L'ubicazione del punto di approdo e della vasca giunti avverrà su un'area caratterizzata dalla presenza del depuratore comunale di Zapponeta. Questa area è stata considerata idonea anche per la presenza di un tracciato viario che può essere utilizzato per la partenza della posa interrata del cavidotto.



#### *Collocazione del punto di approdo e della vasca giunti interrata*

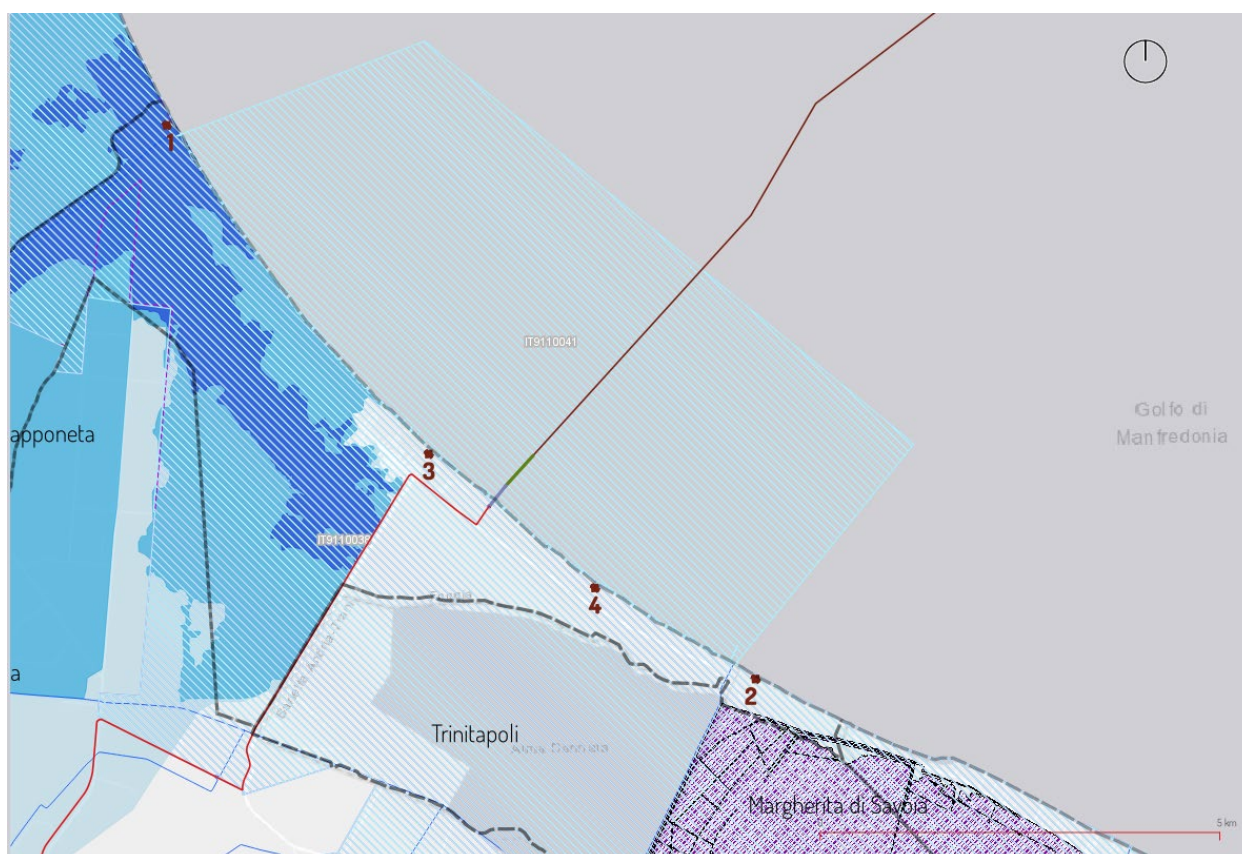
Le possibili alternative considerate per la collocazione della vasca giunti e, di conseguenza, per l'arrivo del cavidotto marino, hanno tenuto conto della necessità di evitare interferenze con la ZPS marina IT9110041 "Aloisa – Carapelle". Tuttavia, è importante considerare anche la presenza di altre aree della Rete Natura 2000 terrestri, che potrebbero potenzialmente interferire con la posa del cavidotto a terra. Dopo aver valutato le caratteristiche della ZPS IT9110041 e le tecnologie a basso impatto adottate per la posa del cavo marino, si è giunti alla conclusione che l'approdo nel punto selezionato avrebbe avuto un impatto minore sull'ambiente.

Come rappresentato nel grafico seguente, alla luce delle alternative valutate, possiamo formulare i seguenti commenti:

- **L'alternativa 1**, situata al di fuori della ZPS marina, avrebbe causato interferenze con aree caratterizzate da un elevato rischio idraulico, definite dal Piano di Assetto Idrogeologico (PAI), oltre che con la ZPS IT9110038. Allo stesso tempo, i punti di sbarco posizionati più a nord avrebbero richiesto una maggiore lunghezza di cavidotto interrato e un maggiore attraversamento delle aree della Rete Natura 2000. Per queste ragioni, questa opzione è stata scartata.
- **L'alternativa 2** o altri posizionamenti più a sud del punto di approdo, pur trovandosi al di fuori della ZPS marina, avrebbero richiesto la posa del cavidotto interrato in prossimità delle saline di Margherita di Savoia IT9110038. Questo avrebbe comportato la necessità di un tracciato onshore

particolarmente lungo e ulteriori interferenze con il reticolo idrografico. Anche questa opzione è stata considerata ambientalmente non valida.

- **L'alternativa 3** sarebbe stata semplicemente troppo vicina al centro abitato e in un'area particolarmente attrattiva dal punto di vista balneare, non risolvendo peraltro l'interferenza con l'area ZPS marina menzionata,
- **L'alternativa 4** avrebbe interessato terreni privati non serviti dalla viabilità pubblica a fronte di una non risoluzione dell'interferenza con la ZPS marina, anche questa ipotesi è stata considerata non percorribile.



#### *Alternative di collocazione del punto di approdo*

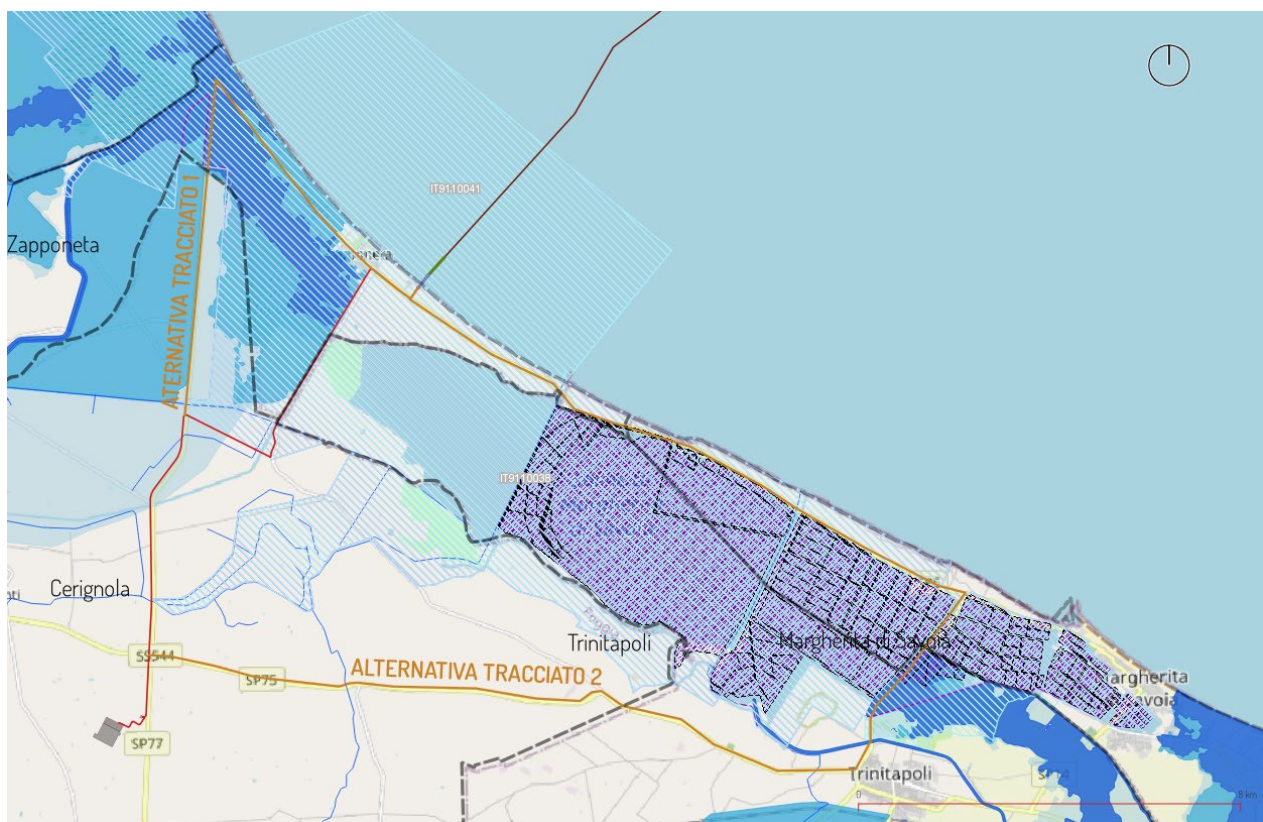
Come menzionato in precedenza, l'interferenza con la zona SIC è stata esaminata nel contesto dello Studio di Valutazione di Incidenza Ambientale, come descritto nell'elaborato S.3. Si rimanda a tale documento per ulteriori dettagli e approfondimenti in merito.

#### 4.8.2 ALTERNATIVE DI TRACCIATO PER L'ELETTRODOTTO INTERRATO

La scelta del posizionamento dell'approdo condiziona fortemente dal punto di vista ambientale la selezione del percorso del tracciato del cavo interrato di vettoramento, rendendo il tracciato selezionato (in rosso nel disegno) la soluzione ambientalmente più sostenibile e di minore impatto.

- **L'alternativa del tracciato 1**, infatti, pur avendo una percorrenza simile a quelle selezionate andrebbe ad interferire con aree a pericolosità idraulica selezionate dal PAI
- **L'alternativa al tracciato 2** avrebbe una lunghezza molto maggiore, con maggiore occupazione della viabilità pubblica, interferirebbe con le saline di Margherita di Savoia e genererebbe una maggiore occupazione di suolo agricolo nei tratti di percorrenza in affiancamento alla sede stradale.

Entrambe le soluzioni alternative sono pertanto ambientalmente non valide.



#### 4.8.3 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENZA

L'impianto di connessione dovrà includere una Sottostazione elettrica di utenza per la condivisione dello stallo. Questa sarà dotata di un gruppo di rifasamento a 420 kV dedicato all'impianto Nemetun Island, composto da due reattori di tipo Shunt. La nuova struttura di utenza sarà collocata nelle vicinanze del punto di connessione, che è rappresentato dalla nuova stazione elettrica 380 kV di Cerignola attualmente in fase di realizzazione. Inoltre, sarà considerato anche il futuro ampliamento della stazione elettrica, che è in fase di progettazione sotto la guida del soggetto capofila presso Terna.

Per quanto riguarda il punto di collocazione della nuova opera, è fondamentale considerare che una localizzazione alternativa distante dal punto di connessione non sarebbe ambientalmente sostenibile.

Questo perché comporterebbe il rischio di occupare ulteriori aree agricole e sarebbe esterna alle aree già segnate dalla presenza della Stazione Elettrica in fase di ultimazione e del futuro ampliamento che comunque si collocherà in un'area limitrofa all'opera principale.

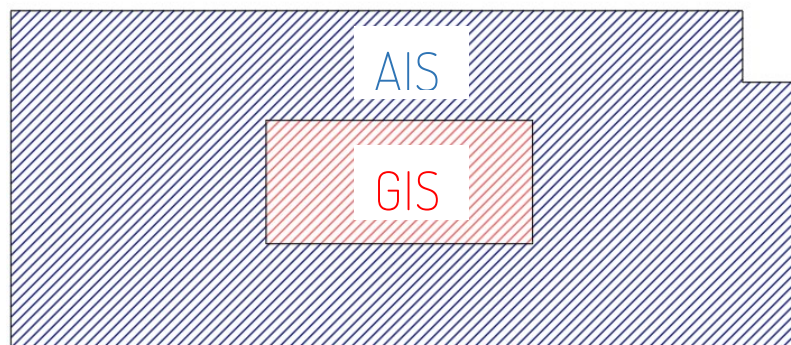


***La localizzazione delle opere di rete e della nuova sottostazione di utenza***

Le alternative valutate sono quindi relative all'utilizzo di una tecnologia che consenta un minor consumo di suolo ed un migliore inserimento ambientale dell'opera in progetto.

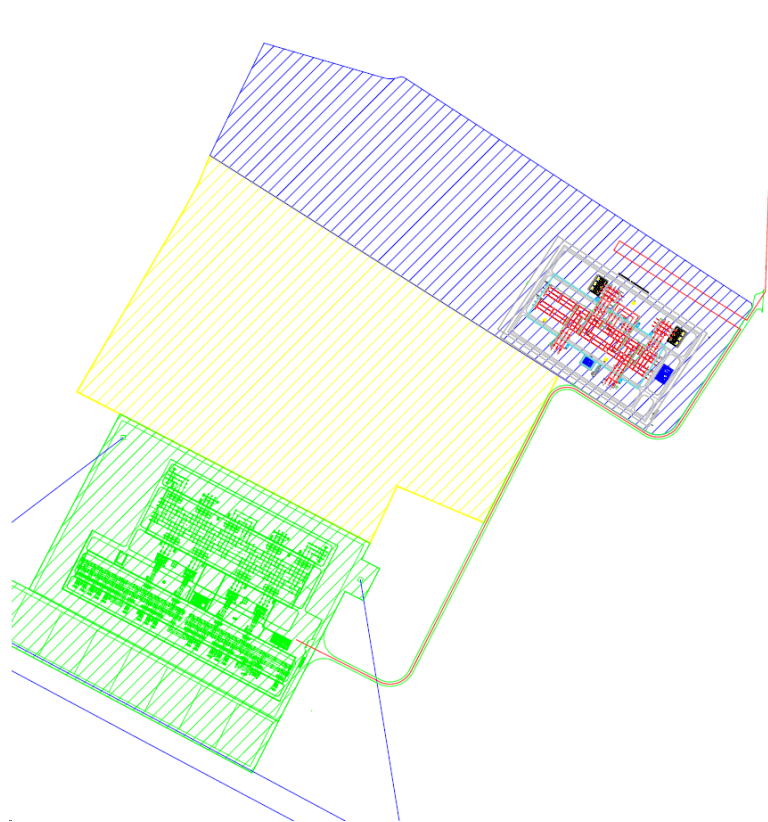
Anche a fronte di maggiori oneri per il Proponente si è scelto di realizzare una Sottostazione elettrica dotata di gruppo di rifasamento con isolamento in GIS perché comporta un consumo di suolo nettamente inferiore.

A tal proposito si è verificato che la realizzazione dell'opera in GIS comporta un consumo di suolo compreso tra i 5000 e i 6000 mq. La realizzazione della Sottostazione elettrica con medesime specifiche e isolamento in aria avrebbe comportato invece un ingombro di almeno 4,5 ha quindi 9 volte superiore.

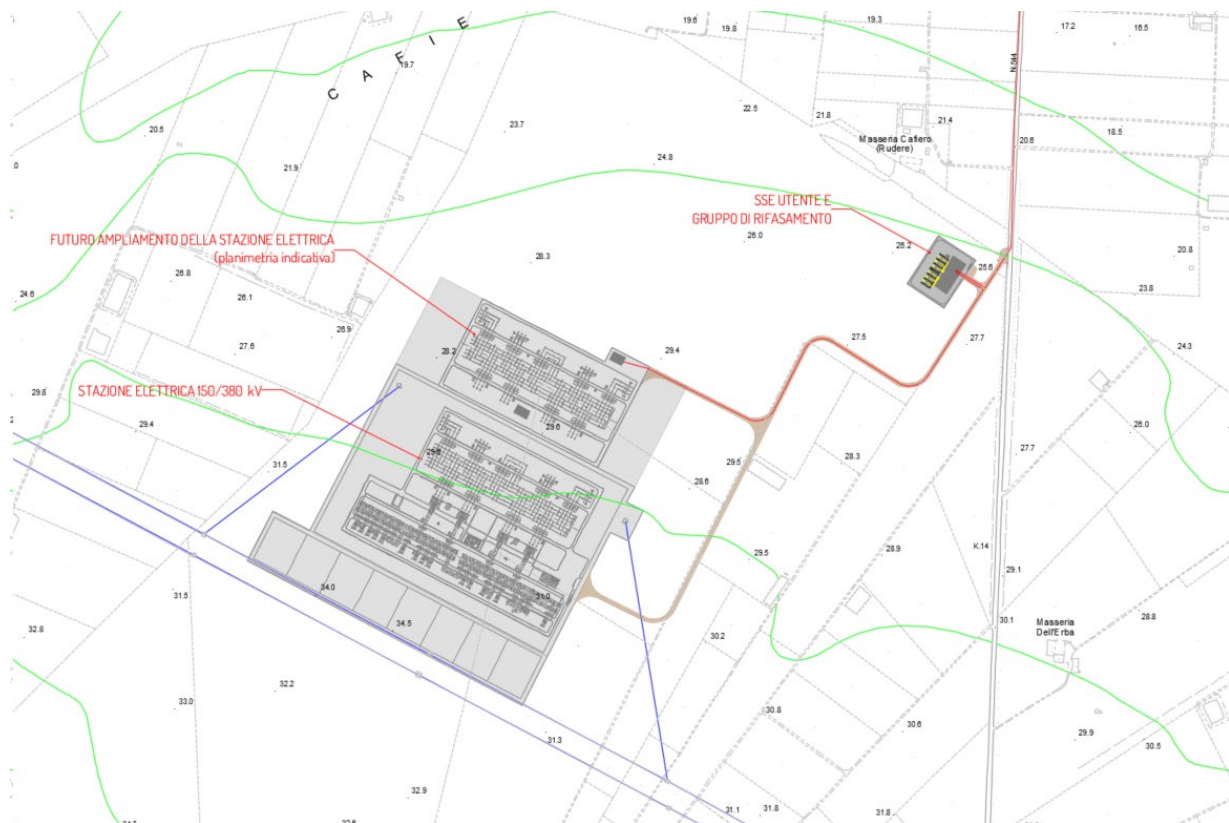


***Schema rappresentativo delle differenze dimensionali***





*Sottostazione elettrica isolata in aria – schema di dimensionamento*



*Sottostazione elettrica isolata in GIS schema di dimensionamento e posizionamento*

La tecnologia GIS, basata su una struttura isolata con gas, richiede la costruzione di un edificio industriale che possa alloggiare e proteggere le infrastrutture elettriche. In questo contesto, la nuova sottostazione potrebbe essere progettata con un aspetto simile a quello di un'architettura industriale, integrandosi in modo armonioso nel paesaggio rurale e trarre ispirazione dagli edifici agricoli locali, come i silos e le architetture stereometriche tipiche delle grandi aziende agricole nel tavoliere, utilizzando i materiali disponibili sul luogo.

Si rimanda all'elaborato *T.6.1.4\_Sottostazione elettrica onshore – interventi di mitigazione*, per maggiori dettagli sugli interventi di inserimento architettonico previsti.

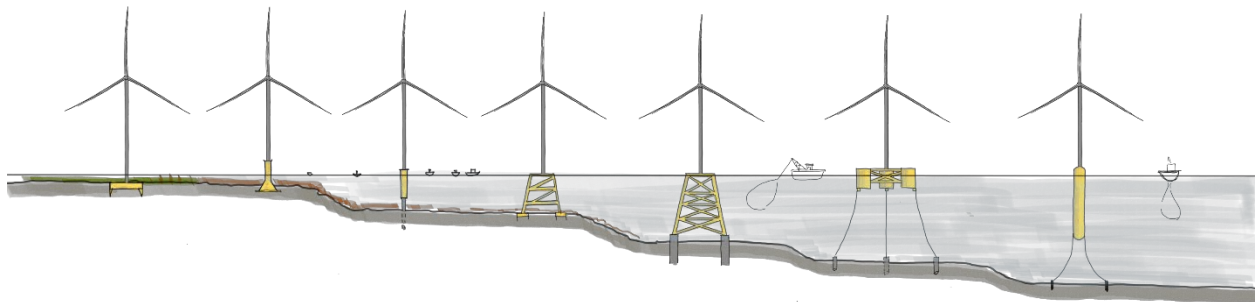


*L'inserimento della Sottostazione elettrica – disegno concettuale*

## 5 ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI

La definizione del progetto definitivo si è sviluppata per step successivi ed è andata avanti di pari passo con l'acquisizione di informazioni e dati sull'ambiente marino e con la caratterizzazione del fondale.

Il presente progetto nasce, sin dal suo concepimento, come un progetto di impianto eolico offshore realizzato su fondazioni flottanti. La possibilità di realizzare l'impianto su strutture fisse non è mai stata infatti presa in considerazione per le ragioni anticipate in premessa: il mar Mediterraneo è incompatibile per batimetria, altri usi del mare, caratteristiche ambientali e paesaggistiche con la realizzazione di parchi eolico su strutture fisse, ciò a meno di non considerare alcune aree nel Adriatico centro settentrionale caratterizzate però da una anemometria sfavorevole.



*Schema concettuale – sistemi fissi e sistemi flottanti*

Con riferimento alla scelta del modello di aerogeneratore da impiegare, si è adottato il criterio di massimizzarne la potenza, preferendo pertanto ridurre il numero di macchine da installare a parità di potenza totale di impianto. In questo modo si è operata una scelta che sicuramente riduce gli impatti delle opere.

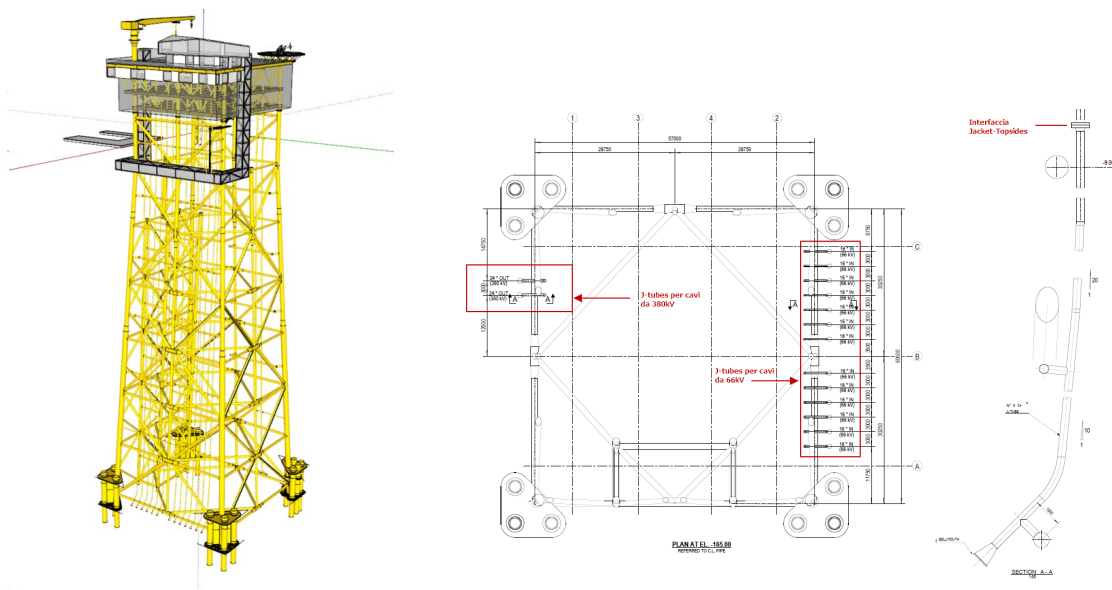
La successiva disamina parte, pertanto, dalla scelta della tipologia di fondazione, descrive poi le possibili alternative in merito ad ormeggi e ancoraggi, chiarisce e motiva le scelte tecniche in merito alla sottostazione di trasformazione offshore, il cavidotto marino e quello terrestre.

## 5.1 ANALISI E SCELTA TIPOLOGICA DELLA SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

Il campo eolico di Nemetun Island comprende una stazione di trasformazione offshore. Per la scelta dei punti di collocazione e della tecnologia da adottare per questa infrastruttura, è stato di fondamentale importanza determinare la quota batimetrica e studiare le soluzioni tecnologiche attualmente disponibili sul mercato.

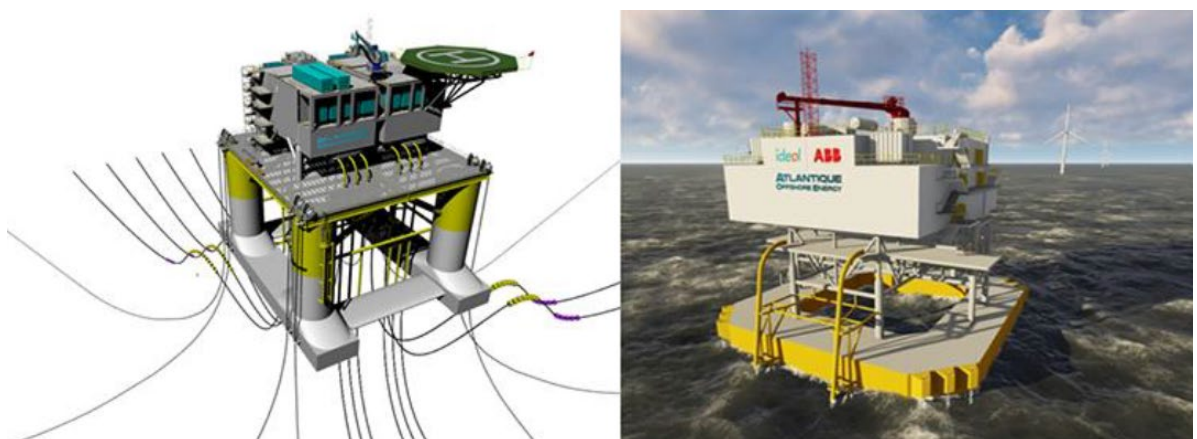
I criteri si sono orientati verso due alternative:

- La sottostazione "bottom fixed", che viene installata su un jaket di fondazione ancorato sul fondale marino e è collegata a terra tramite cavi dinamici a 66 kV e cavi statici a 380 kV.



*Sottostazione bottom fixed*

- La sottostazione di tipo flottante, che è servita da cavi dinamici a 66 e 380 kV.



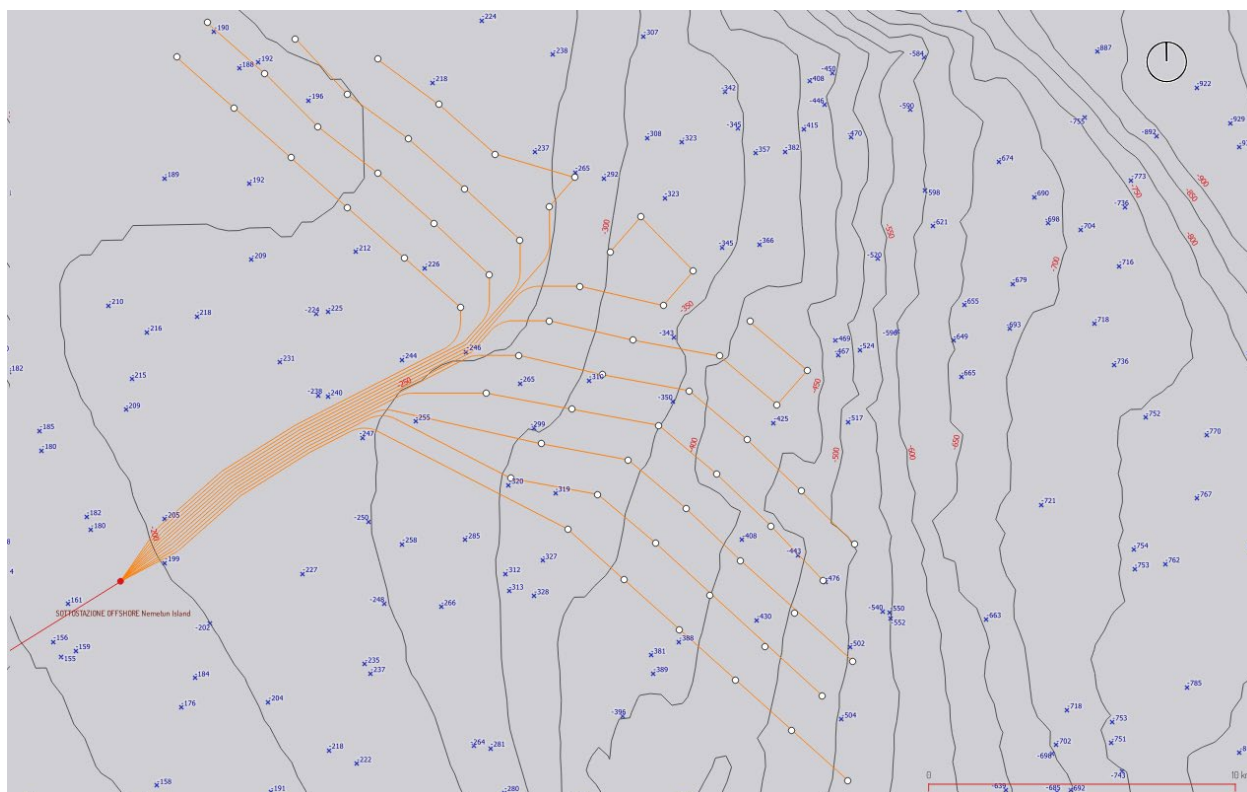
*Sottostazione flottante*

La prima soluzione pone dei limiti di installazione all'interno dello specchio acque occupato dallo spazio eolico, poiché la quota batimetrica minima, superiore ai 200 metri, non è compatibile con normali operazioni

di lancio di un Jacket da fissare sul fondale. Il limite non attiene alla soluzione tecnologia, quanto alla presenza di strutture portuali in grado di varare una piattaforma di tali dimensioni.

La seconda soluzione, seppur fattibile a livello strutturale pone dei limiti di sviluppo tecnologico, poiché non esistono al momento sul mercato soluzioni disponibili per i cavi dinamici (cioè flottanti) a 380 kV.

Nell'ottica di una proposta progettuale che adotti soluzioni attualmente disponibili sul mercato e realistiche dal punto di vista della fattibilità ci si è orientati verso la soluzione di una stazione fissa installata su Jacket, questo tipo di scelta ha orientato la decisione di collocare la sottostazione in un'area separata, seppur vicina, rispetto all'impianto offshore. L'area di installazione è pertanto posta a circa 6 miglia nautiche rispetto all'area di impianto, in uno specchio acqueo avente quota batimetrica di riferimento di 160 metri.



*Il punto di collocazione della sottostazione offshore*

## 5.2 ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

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

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

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

In particolare, sono state prese in considerazione tutte le principali configurazioni adottate dalle turbine eoliche offshore galleggianti che risultano già installate e operative o in costruzione. Queste configurazioni sono state 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:

	<b>Criterio</b>	<b>Descrizione</b>
<b>A</b>	Livello di industrializzazione della tecnologia	TRL $\geq$ 7: sviluppo almeno a livello pre-commerciale, ovvero almeno un parco eolico offshore con più unità in condizioni operative, con una capacità totale del parco superiore a 5 MW.
<b>B</b>	Pescaggio operativo minimo rispetto alla profondità dell'acqua	Configurazione compatibile con le profondità riscontrate nel sito: Min: 180 m Max 500 m

Le informazioni sul sito web di Quest Floating Wind Energy sono state utilizzate per filtrare le configurazioni delle turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio TRL definito come base, e i risultati sono presentati di seguito. Le configurazioni identificate sono (in ordine alfabetico), sono:

- Stabilizzato da zavorra, (SPAR)
- Stabilizzato dal piano d'acqua, semisommersibile.

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

- per lo SPAR si evidenzia il progetto Hywind Tampen, commissionato nel 2022, costituito da 11 turbine eoliche, per una potenza complessiva di 88 MW;







- per il semisommersibile vi è il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 47,5 MW.

**In termini di profondità dell'acqua:**

- la configurazione stabilizzata da zavorra, se si considera la configurazione con la massima potenza nominale, cioè 9,5 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si tiene conto del fatto che il presente progetto considera un aerogeneratore da 15 MW, con un'altezza del mozzo più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sia necessario un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m. Tuttavia, poiché la profondità dell'acqua minima nel sito è di 180 m, questo progetto sarebbe, in linea di principio, compatibile con questa profondità dell'acqua.
- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell'acqua del sito considerato: si ha infatti che la struttura semisommersibile utilizzata per il progetto Kincardine richiede per l'aerogeneratore da 9,5 MW una profondità minima di 40 m. Anche aumentando la dimensione dell'aerogeneratore (a 15 MW), a causa del meccanismo di stabilizzazione utilizzato, la piattaforma aumenterà in larghezza, ma non necessariamente in pescaggio, in modo che la profondità minima richiesta non cambi: ciò può essere osservato confrontando i tre progetti realizzati utilizzando il questa tecnologia che hanno la stessa profondità operativa minima nonostante ma utilizzano aerogeneratori di potenza nominale diversa.



*Semisommersibile di Principle Power (a sinistra), Hywind spar (a destra)*

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL $\geq$ 7	Minimo pescaggio operativo VS profondità acqua
Stabilizzato da figura di galleggiamento (semisommersibile) 	 La configurazione semisommersibile ha raggiunto TRL 9	 Anche considerando la maggiore altezza del mozzo e la spinta aerodinamica dell'aerogeneratore da 15 MW, questa piattaforma scala principalmente in larghezza, non in pescaggio, quindi è ragionevole ipotizzare una profondità minima richiesta di circa 40 m anche per una versione da 15 MW.
Stabilizzata da zavorra (SPAR) 	 La configurazione Spar ha raggiunto TRL 9	 Il progetto Hywind Tampen, composto da 11 turbine eoliche da 8,6 MW, richiede una profondità minima di circa 130 m. Non sono state costruite e installate configurazioni SPAR per turbine eoliche da 15 MW, ma è probabile che possano essere installate a una profondità di 180 m (profondità minima dell'acqua considerata nel sito) e certamente possono essere installate a 500 m (massima profondità dell'acqua considerata).

### 5.2.1 SELEZIONE SECONDO CRITERI DI TRASPORTABILITÀ DEI FLOATER

Le turbine eoliche offshore possono richiedere operazioni di manutenzione importanti durante la loro vita utile. Nel caso della configurazione semisommersibile, è possibile adottare l'approccio cosiddetto "Traino a terra", mediante il quale la turbina eolica galleggiante viene trasportata a terra per le operazioni di manutenzione principali, dopo aver staccato il cavo di alimentazione elettrica e il sistema di ancoraggio. Infatti, una semisommersibile può raggiungere un pescaggio di trasporto molto basso. Questo non è possibile per una configurazione SPAR: è di solito molto difficile trovare una struttura portuale con una profondità dell'acqua compatibile con il pescaggio di un'intera fondazione flottante SPAR assemblata delle dimensioni considerate.

La profondità minima del pescaggio può essere determinante nella scelta tra le due opzioni, poiché un pescaggio superiore a 100 metri non è compatibile con le infrastrutture portuali italiane e comporterebbe significative difficoltà durante la realizzazione e la manutenzione delle turbine installate.

**Questo criterio ha orientato la selezione verso una struttura semisommersibile stabilizzata da figura di galleggiamento.**

### 5.2.2 SELEZIONE SECONDO CRITERI DI ASSEMBLAGGIO

Il semisommersibile può essere completamente assemblato all'interno dell'infrastruttura portuale, ovvero l'RNA e la torre possono essere montati sulla sottostruttura galleggiante, poiché è richiesto un pescaggio molto limitato. I vantaggi di questa possibilità sono:





- **maggiore economicità:** un'operazione di montaggio condotta a terra o presso il molo ha un costo inferiore rispetto allo stesso montaggio condotto in prossimità della costa o in mare aperto.
- **finestre meteorologiche più ampie:** l'operazione di montaggio può essere condotta solo al di sotto di una certa velocità del vento massima e, se soggetta a carichi ondosi, al di sotto di una certa altezza significativa delle onde. A terra o in prossimità della costa, le velocità del vento sono generalmente inferiori rispetto a quelle in mare aperto e, soprattutto, il montaggio può avvenire in aree riparate, dove le altezze delle onde sono notevolmente ridotte. Pertanto, le operazioni di montaggio a terra o in prossimità della costa possono svolgersi per una parte maggiore dell'anno rispetto a quelle in mare aperto.

**Anche questo criterio è stato considerato favorevole per la selezione di una fondazione semisommersibile.**

### 5.2.3 POSSIBILI ALTERNATIVE IN TERMINI DI SVILUPPO DELL'INDOTTO LOCALE

Uno dei principali criteri di progettazione che ha guidato il proponente e il progettista nella pianificazione del parco eolico offshore Nemetun Island è stata la preferenza per la produzione e la gestione dell'impianto a livello locale. In particolare, si preferirebbe produrre la sottostruttura galleggiante in Italia, possibilmente in Puglia, al fine di concentrare gli investimenti sul territorio direttamente coinvolto nelle operazioni.

Una piattaforma semisommersibile, per la semplicità delle strutture e degli assemblaggi di cui è composta, non richiede una specializzazione diversa da quella normalmente impiegata in un ordinario cantiere edile, questo tipo di manodopera può essere facilmente reperita a livello locale. Al contrario, una struttura di tipo SPAR richiede un livello di specializzazione navale più avanzato, che è meno facilmente disponibile nel sud Italia.

A questo riguardo, è degno di nota il nuovo design semisommersibile di Principle Power denominato "WindFloat F", caratterizzato da un'architettura a pannello piatto, a differenza dell'opzione originale "WindFloat T", che si basa su elementi cilindrici e quindi calandrati. L'adozione del design a pannello piatto potrebbe essere considerata come un ulteriore semplificazione del processo produttivo, poiché non richiederebbe la realizzazione in officina di elementi calandrati, ma solo l'uso di lamiere più facilmente reperibili sul mercato e assemblabili.

Tuttavia, al momento il modello WindFloat T è quello considerato, data la sua attuale fase di sviluppo tecnologico (TRL), in attesa che il livello di TRL del WindFloat F venga incrementato.



*Windfloat F Principle Power <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>*

#### 5.2.4 POSSIBILI ALTERNATIVE DI SELEZIONE DI PRODOTTI EQUIVALENTI

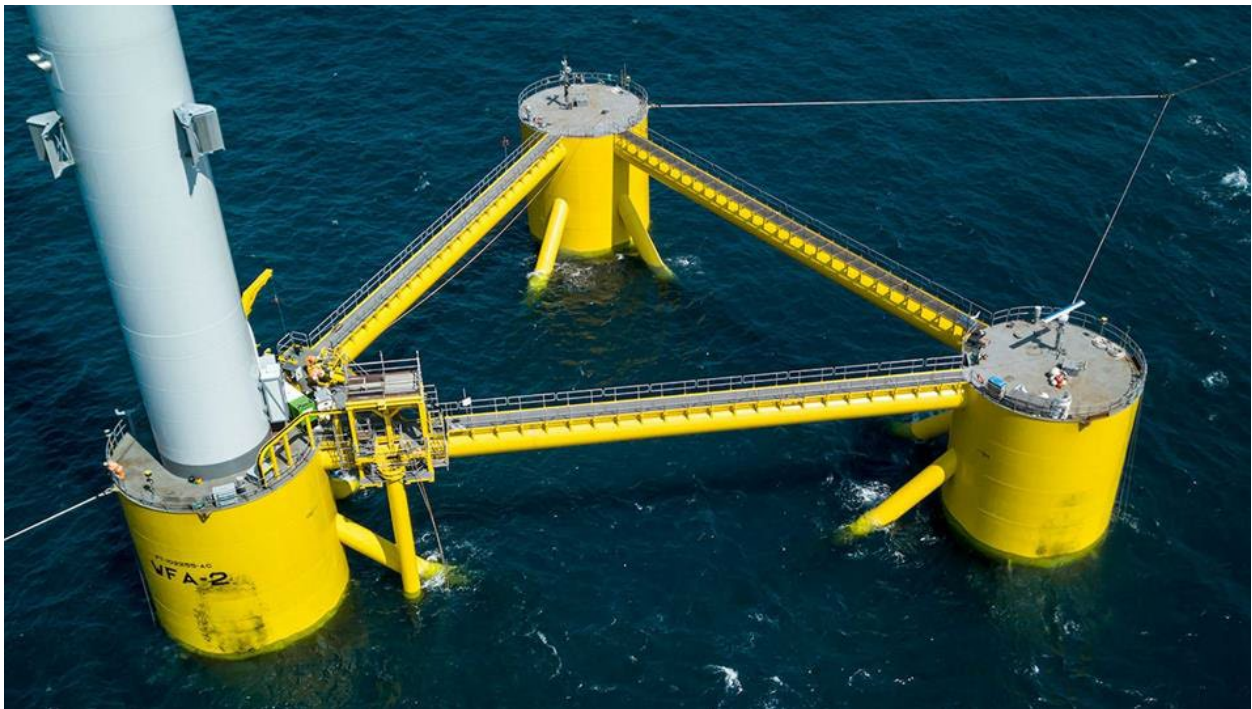
È necessario segnalare che rispetto alla produzione indicata in questo studio esistono in commercio ed in fase di sperimentazione diversi prodotti equivalenti o aventi caratteristiche simili alla piattaforma Windfloat di Principale Power, si menziona in particolare il floater denominato STAR 1 in fase di definizione e sperimentazione da parte della società italiana SAIPEM, attiva dal 1957 nell'ambito dell'ingegneria e della costruzione nell'ambito offshore.



*Rendering della piattaforma STAR 1 – SAIPEM*

Il sistema menzionato è una piattaforma galleggiante a 4 colonne, progettata per l'installazione di turbine eoliche offshore di dimensioni compatibili con la turbina selezionata. Sebbene abbia raggiunto un elevato grado di realizzabilità e facilità di fabbricazione, attualmente si trova in fase di sviluppo e non può ancora considerarsi un prodotto industriale pronto per la commercializzazione. **Pertanto, in questa fase del progetto, si fa riferimento al Windfloat F prodotto da Principal Power, in attesa che il grado di maturità tecnologica della piattaforma STAR 1 venga ulteriormente incrementato.**

### 5.2.5 LA PIATTAFORMA SELEZIONATA



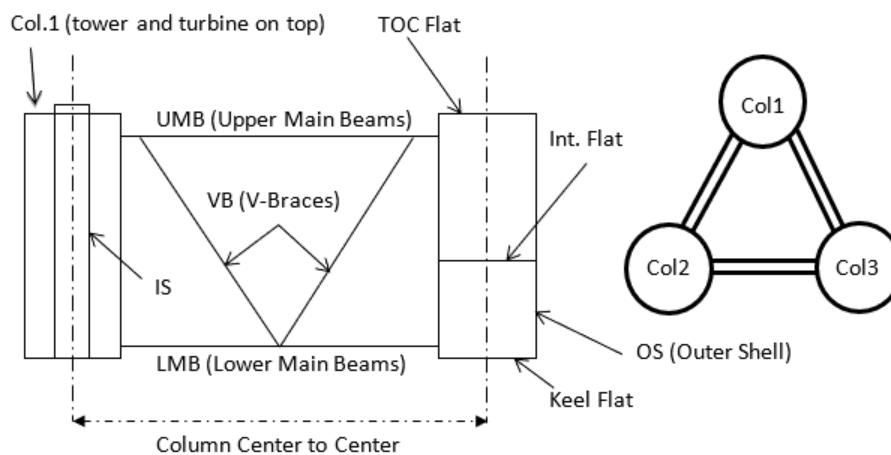
*Impianto dimostrativo del WindFloat*

Il WindFloat è una piattaforma galleggiante semisommersibile a tre colonne per turbine eoliche dotata 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.

Questo tipo fondazione semisommersibile 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 dimensionabile fino a poter 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.



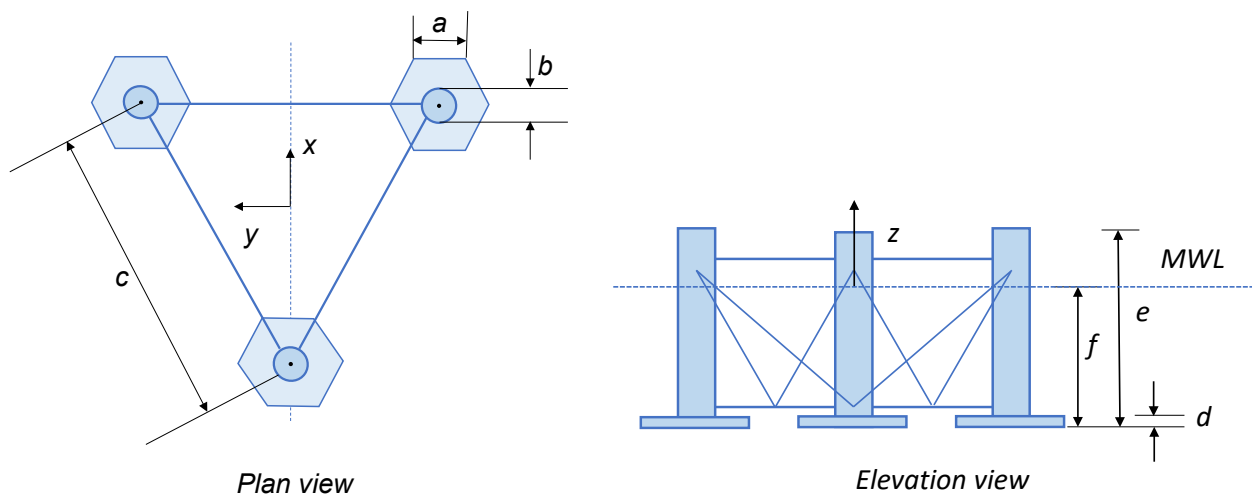
### Componenti principali del Wind Float

La Colonna 1 si differenzia dalle altre due poiché è la colonna che ospita il WTG. Questo elemento contiene un vano tecnico cilindrico sulla cui sommità viene imbullonata la torre di sostegno dell'aerogeneratore mediante una flangia di accoppiamento. Il diametro interno del vano è conforme al diametro della torre. Questa 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.

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



### Principali parametri dimensionali di un Wind Float

<i>Parametri</i>	<i>Unità</i>	<i>Valore</i>
<i>a. lunghezza lato "water entrapment plate"</i>	<i>m</i>	<i>17.0</i>
<i>b. diametro colonna</i>	<i>m</i>	<i>16.0</i>
<i>c. distanza da centro a centro della colonna</i>	<i>m</i>	<i>85.0</i>
<i>d. altezza della "water entrapment plate"</i>	<i>m</i>	<i>1.4</i>
<i>e. altezza totale della colonna</i>	<i>m</i>	<i>30.0</i>
<i>f. draft</i>	<i>m</i>	<i>20.0</i>
<i>Dislocamento (volumetrico)</i>	<i>m<sup>3</sup></i>	<i>~15 200</i>
<i>Massa di acciaio (compresi torre e RNA)</i>	<i>t</i>	<i>~3.400</i>
<i>Angolo di inclinazione statico alla velocità nominale del vento</i>	<i>gradi</i>	<i>4.5</i>

*Dimensioni tipiche di un Wind Float*

### 5.3 ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO

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

#### 5.3.1 SISTEMI DI ORMEGGIO

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

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

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

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

### *Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua*

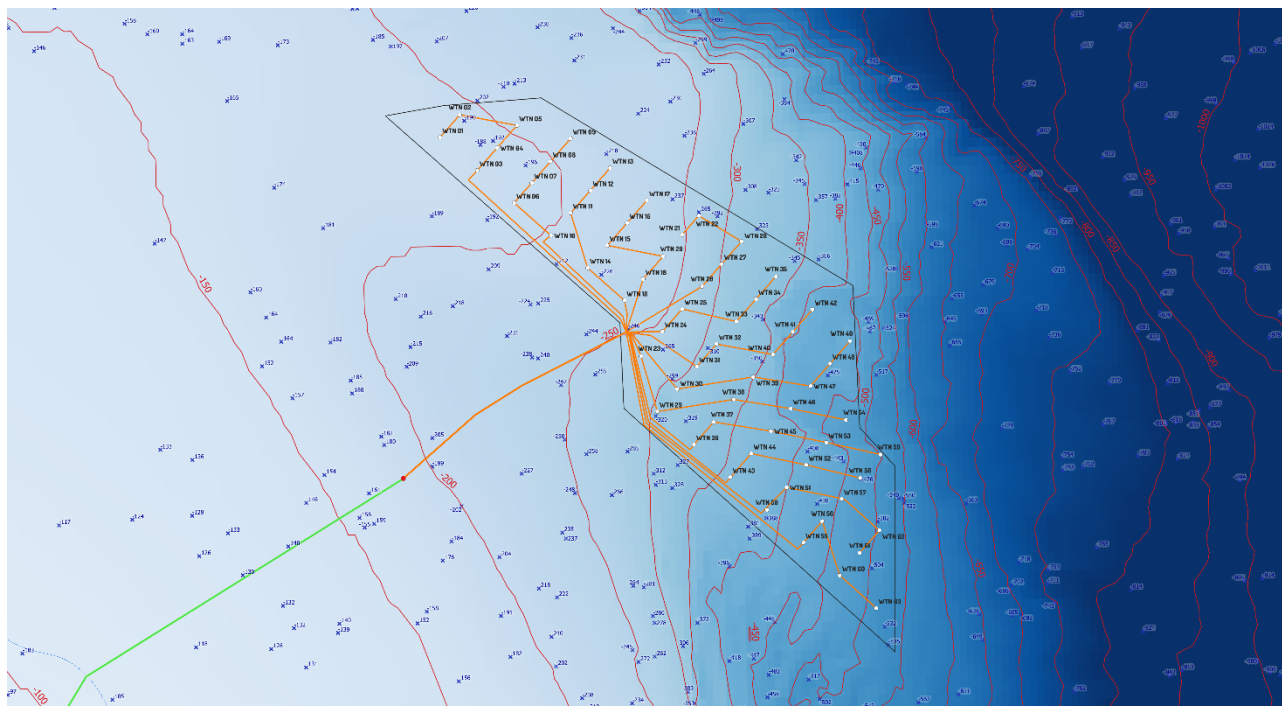
La profondità dell'acqua varia da un minimo di 180 m a un massimo di 509 m. A causa di questa ampia gamma, si è convenuto di dividere l'area del parco eolico offshore in due aree rappresentative, con due diverse fasce di profondità dell'acqua:

- Area A: area del parco eolico offshore con profondità dell'acqua inferiore a 250 m.
- Area B: area del parco eolico offshore con profondità dell'acqua superiore a 250 m.

Sulla base della batimetria, è stata calcolata la profondità media dell'acqua in ciascuna area, considerando la profondità dell'acqua alle coordinate di ciascuna turbina eolica di ciascuna area:

- Profondità media dell'acqua nell'area A: ~210 m
- Profondità media dell'acqua nell'area B: ~375 m

Nelle fasi successive del progetto, queste profondità medie dell'acqua verranno considerate come profondità dell'acqua di riferimento per le due aree.



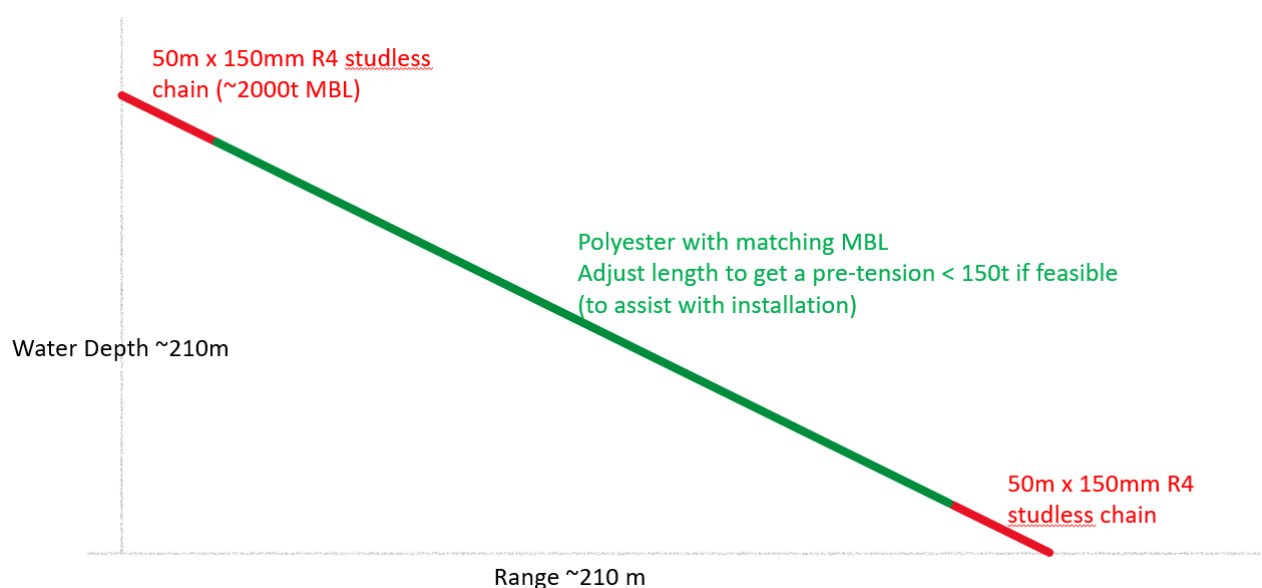
*Batimetria dell'area*

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

- **Area A (profondità media 210 m):**

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità ancoraggio	m	210
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R3S
Diametro nominale segmento catena	m	0.150
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	454
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	19.728
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.452E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.258
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	9.75
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	19.777
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	3.92 E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	da m	50 m (catena), 110 m (poliestere), 50 m (catena)

**AREA A (profondità media 210 m) Configurazione della linea di ormeggio**



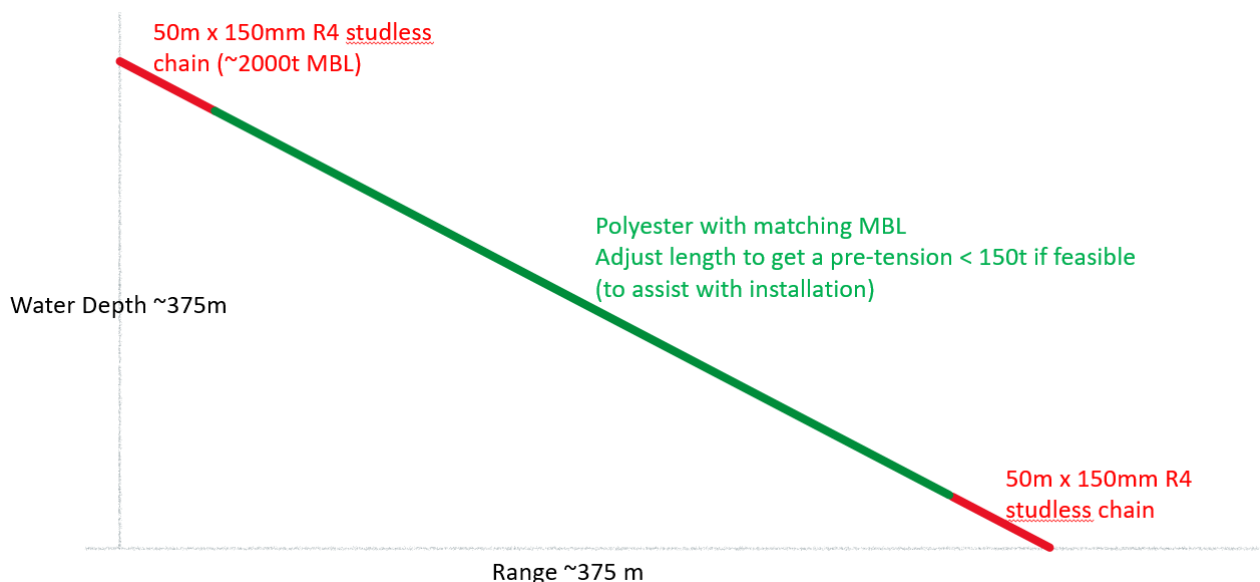
**Configurazione schematica dell'ormeggio teso - Area A**



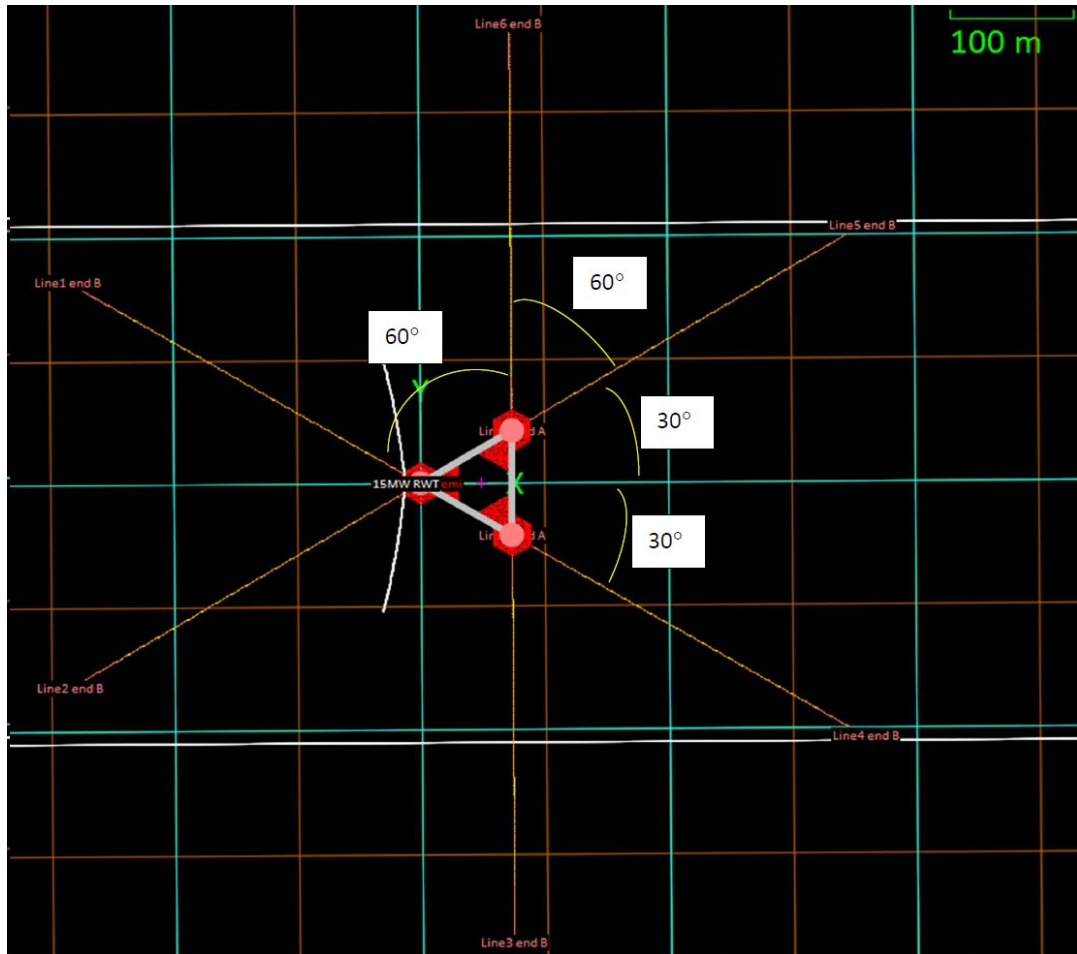
• **Area B (profondità media 375 m):**

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità ancoraggio	m	375
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R3S
Diametro nominale segmento catena	m	0.150
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	454
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	19.728
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.452E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.258
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	9.75
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	19.777
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	3.92 E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	50 m (catena), 275 m (poliestere), 50 m (catena)

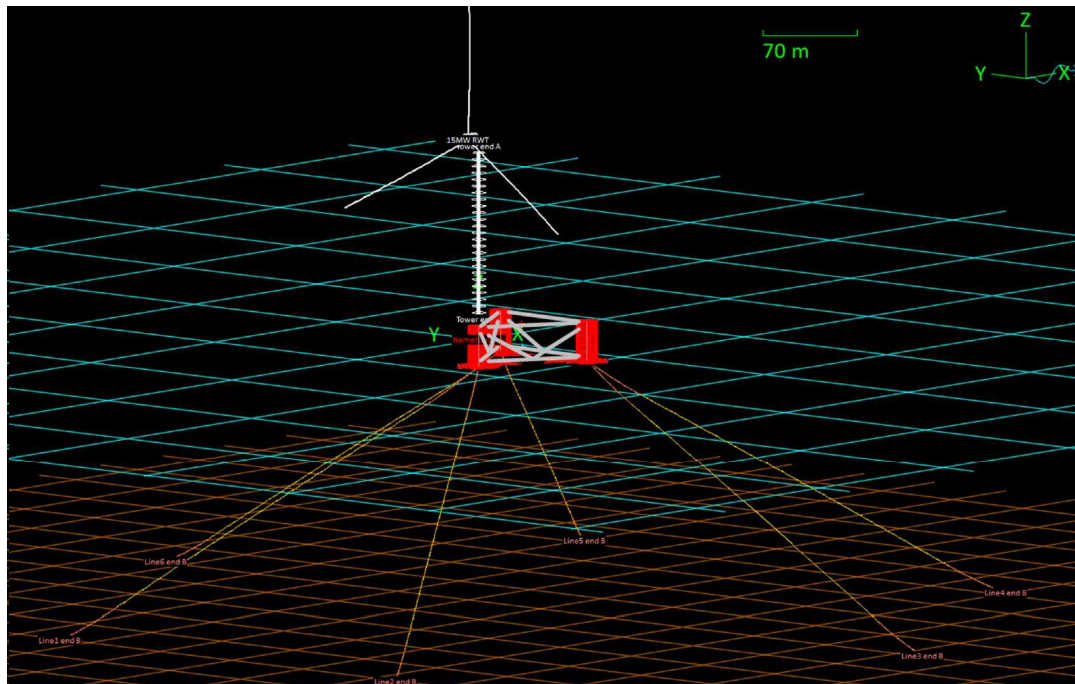
**AREA B (profondità media 375 m) Configurazione della linea di ormeggio**



**Configurazione schematica dell'ormeggio teso – Area B**



Schema grafico del sistema di ormeggio – pianta

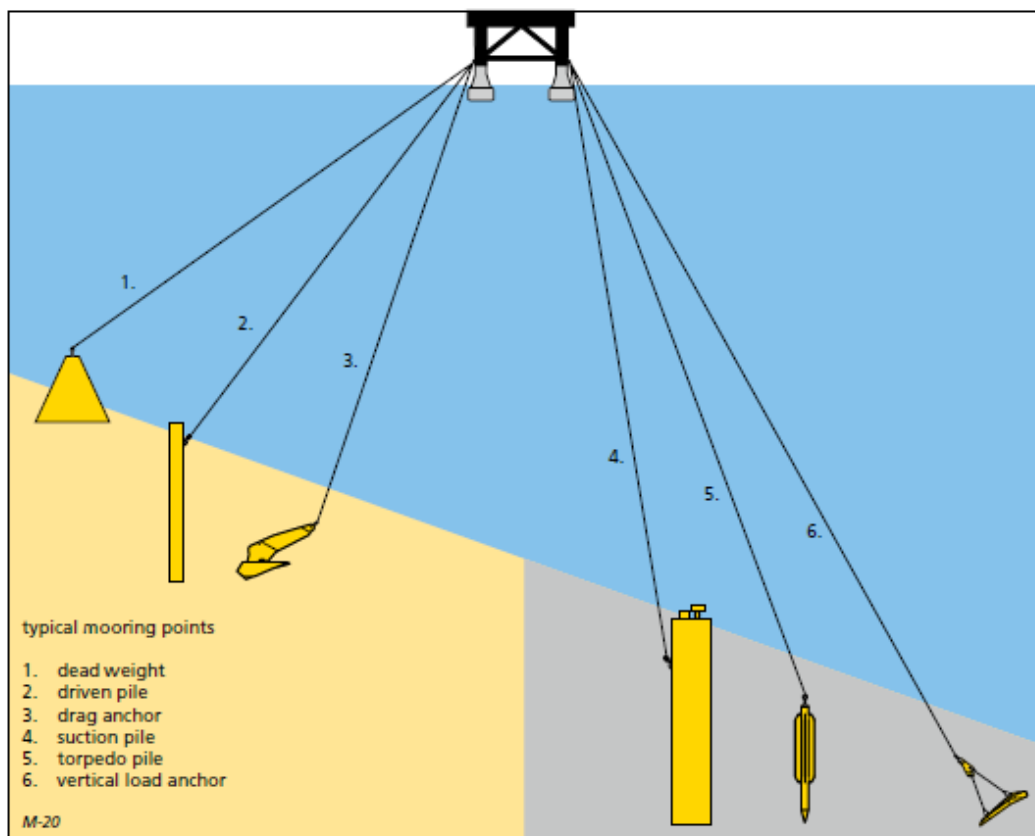


Schema grafico del sistema di ormeggio con linee tese – grafico 3D

### 5.3.2 SISTEMI DI ANCORAGGIO

Nell'industria offshore esistono diverse soluzioni di ancoraggio per strutture galleggianti con ormeggi tesi. 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).



#### Tipologie di ancoraggio

Le soluzioni di ancoraggio per un fondale caratterizzato da sedimenti di natura rocciosa, o sedimenti cementati, sono di seguito elencate e descritte approfonditamente nella relazione “R.3 Relazione sulle strutture di fondazione e gli ancoraggi”:

- Ancore a gravità (dead weight)
- Ancore a trascinamento (Drag Embedded Anchor- DEA)
- Cassoni o ancore ad aspirazione (Suction Buckets)
- 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'			
ANCORE A SUZIONE			
PALI INFISSI			
PALI TRIVELLATI			
DRAG ANCHORS			

Non applicabile
Parzialmente applicabile
Applicabile

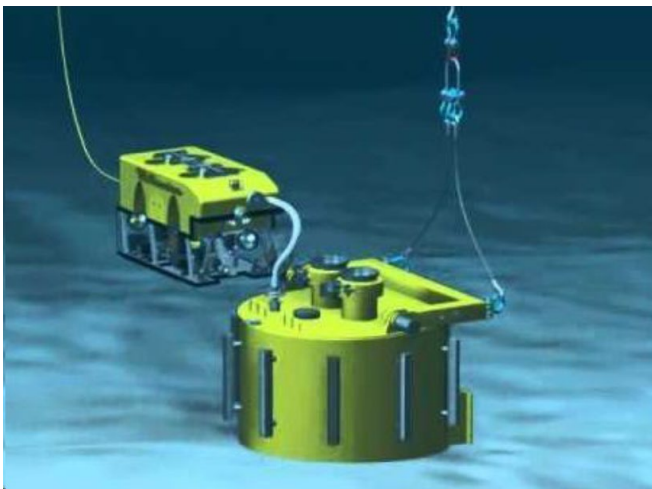
*Tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale*

### 5.3.3 TIPOLOGIE DI ANCORAGGI SELEZIONATE

In base alle prospezioni geofisiche, che individuano un substrato di depositi sedimentari molli, ed in base alle caratteristiche batimetriche del fondale, che individuano due aree con diversa profondità media, sono state selezionate due categorie principali di ancoraggi:

- **Ancore a suzione:**

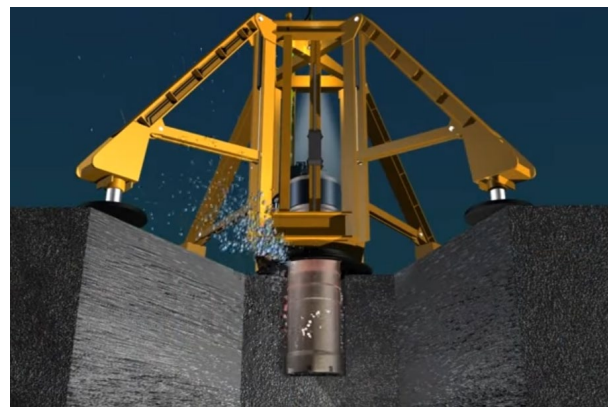
I Suction Buckets, o cassoni ad aspirazione, vengono installati nel fondale marino finché non raggiungono la profondità desiderata aspirando acqua e creando una depressione all'interno del cassone, che così affonda. Le caratteristiche meccaniche del suolo rappresentano il vincolo principale per questa soluzione, che può essere impiegata con successo in argille morbide o medie e in sabbie addensate, ma non è adatta per argille dure e fratturate o rocce compatte.



*Cassoni a suzione*

- **Ancore in pali trivellati o battuti:**

Il palo è un tubo d'acciaio cavo, prefabbricato in unico pezzo, che viene infisso nel fondale per mezzo di battipalo idraulico subacqueo (hydraulic hammer) o di vibratore (vibro-hammer). La capacità di tenuta del palo è generata dalla combinazione dell'attrito del terreno lungo il fusto del palo e la resistenza passiva laterale del terreno stesso. Il palo è in grado di resistere sia ai carichi orizzontali che verticali. Grazie alla capacità di portare carichi anche molto elevati, questa soluzione è spesso utilizzata nell'industria oil and gas. Quando l'infissione mediante battitura o vibrazione non è possibile, si può ricorrere alla trivellazione per l'installazione del palo. I pali trivellati sono installati in tre fasi: la perforazione con asportazione del terreno, la posa del palo e l'iniezione della malta cementizia.



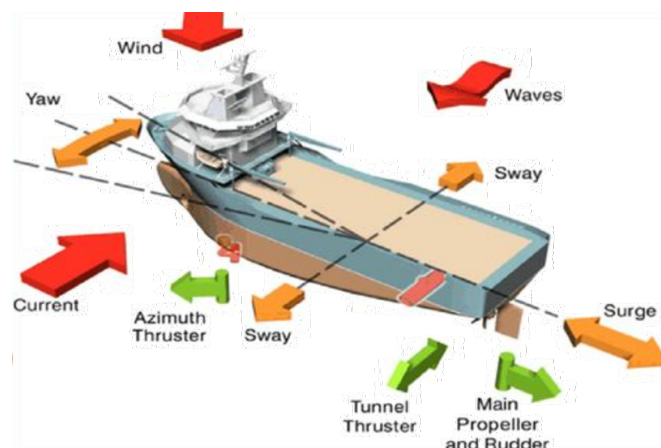
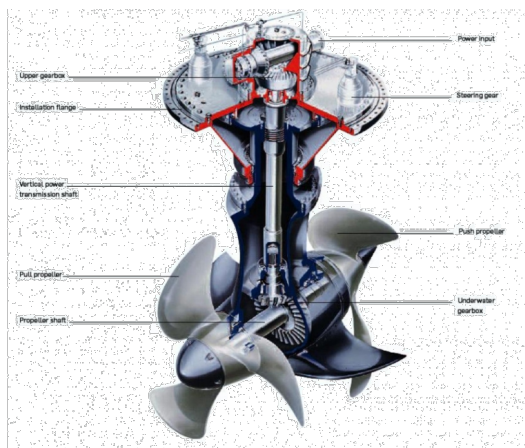
*Pali trivellati o infissi*

**5.3.4 CRITERI AMBIENTALI PER LA SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA DI POSA DEI PALI**

La selezione del metodo per posizionare i pali di ancoraggio è stata fatta attraverso un'analisi dettagliata su diversi fronti. In particolare, sono state esaminate attentamente le caratteristiche geologiche del sito e l'impatto acustico generato dalle operazioni di installazione dei pali trivellati e dei pali infissi. Quest'ultimo aspetto ambientale è risultato fondamentale nel guidare la decisione. Di seguito è presentata una breve descrizione della modellazione acustica eseguita; per maggiori dettagli si rimanda alla relazione *ES.2.2\_Valutazione previsionale di impatto acustico nelle aree offshore*.

Inizialmente, si è valutata la posa dei pali trivellati utilizzando una nave a posizionamento dinamico. Sebbene siano in corso studi su soluzioni più innovative, si è deciso di adottare la configurazione del sistema standard in quanto ritenuta la più affidabile, seguendo un criterio di sicurezza.

Una nave a posizionamento dinamico (DP, Dynamic Positioning) è un tipo di imbarcazione che utilizza sistemi avanzati per mantenere la sua posizione o seguire un percorso predefinito in modo preciso senza l'uso di ancoraggi tradizionali. Questo è particolarmente utile in situazioni in cui è necessario lavorare in mare aperto o in condizioni ambientali difficili.



*Propulsore e schama di funzionamento di una nave a posizionamento dinamico*

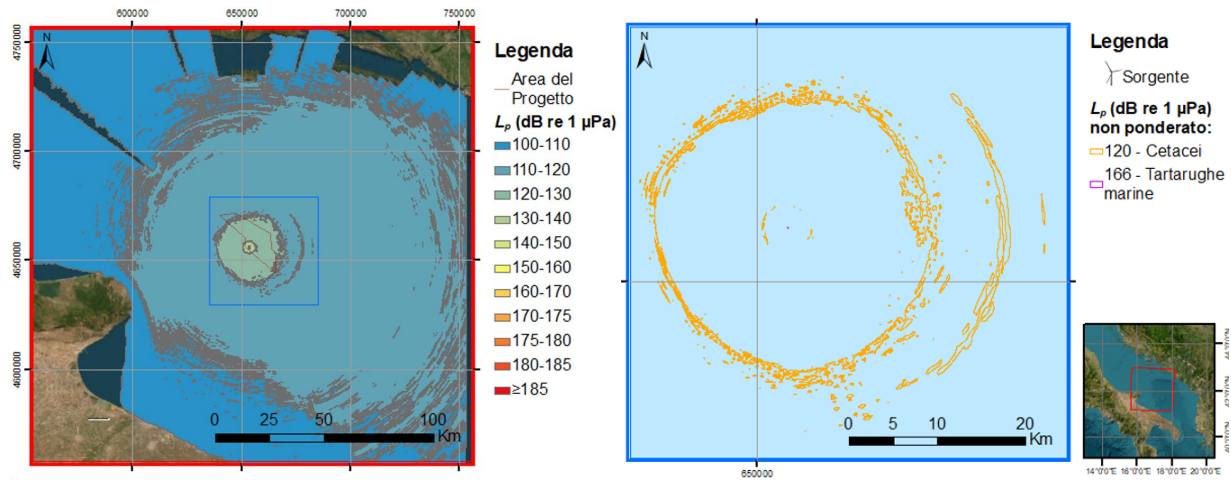
La modellazione eseguita ha individuato una soglia di superamento del disturbo uditivo per i cetacei molto ampia sia nell'area A (profondità media 200 m) che nell'area B (profondità media 375 m).

Gruppo uditivo	Livello soglia ( $L_p$ dB re $1 \mu Pa^2$ )	Fase di Costruzione – Vascello DP			
		Sito Rappresentativo		Sito Profondo	
		Rmax (km) 10Hz-25kHz	R95 (km) 10Hz-25kHz	Rmax (km) 10Hz-25kHz	R95 (km) 10Hz-25kHz
Cetacei LF	100	141.20	113.65	140.98	113.98
Cetacei MF	110	136.26	103.61	136.25	96.78
Tutti i cetacei (ACCOBAMS)	120	29.29	16.55	30.14	19.68

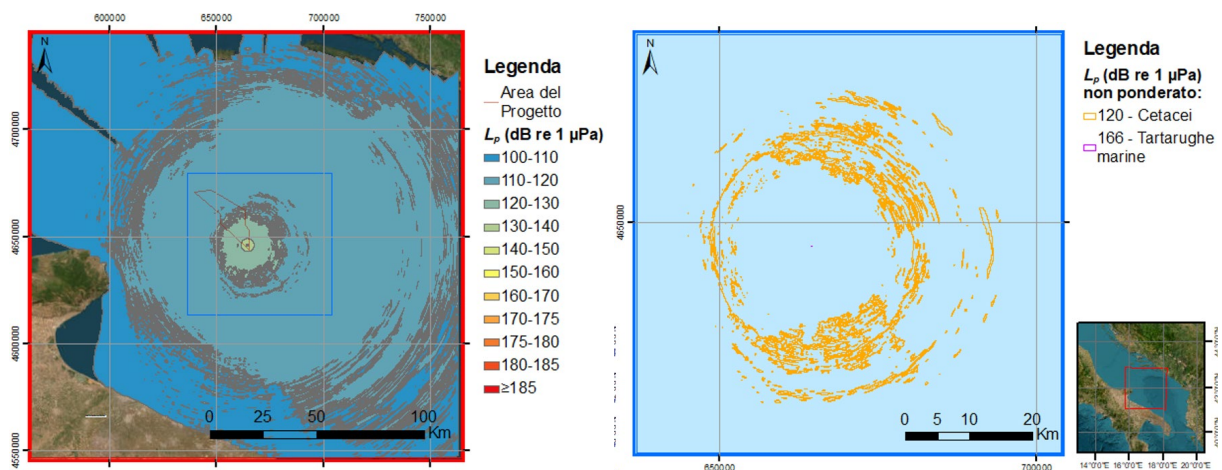
*Tabella rappresentativa delle distanze di superamento della soglia di disturbo uditivo*

Per il rumore in fase di costruzione, generato dai propulsori della nave a posizionamento dinamico (DP), le soglie di disturbo comportamentale corrispondenti a un  $L_p$  non ponderato di 100 e 110 dB re  $1 \mu Pa^2$  per i

due principali gruppi uditivi di interesse, cioè i cetacei a basse frequenze e medie frequenze, sono eccedute per un raggio di ~110 km e ~100 km, rispettivamente.



*Modellazione del superamento della soglia per la posa dei pali trivellati con nave DP – AREA A*



*Modellazione del superamento della soglia per la posa dei pali trivellati con nave DP – AREA B*

I risultati dello studio condotto sulla propagazione del rumore generato dalla nave a posizionamento dinamico, confrontati con le distanze di superamento della soglia per la posa dei pali infissi, che sono risultate notevolmente inferiori, insieme alle caratteristiche geologiche e morfologiche del sito, hanno influenzato la **decisione di optare per sistemi di ancoraggio realizzati con pali infissi o cassoni a suzione**.

## 5.4 SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE

Prima di illustrare le diverse alternative di sistema occorre chiarire alcune specifiche tecnologiche in merito alla disponibilità di cavi e sottostazioni elettriche offshore. Le considerazioni che seguono si basano su una survey realizzata da TERNA e presentata in un seminario con gli operatori il 21/12/2021:

1. Sono disponibili soluzioni tecniche di connessione che utilizzano cavi per alta tensione in corrente continua (HVDC) e alternata (HVAC). Le soluzioni in corrente continua sono normalmente utilizzate per impianti a distanza superiore i 150 km dalla costa, mentre per Valori inferiori ci si orienta su soluzioni in corrente alternata
2. Per quanto riguarda le piattaforme offshore, la tecnologia già sviluppata per il settore Oil and Gas è perfettamente adattabile al settore eolico. Sono, pertanto, disponibili stazioni di trasformazione offshore fisse o flottanti, adatte per applicazioni in corrente alternata (HVAC) o in continua (HVDC). Per quanto riguarda le piattaforme fisse si deve considerare una batimetria limite di circa 100-150 m, non esistono invece limiti tecnologici per le piattaforme galleggianti la cui realizzabilità dipende però da fattori economici. Le sottostazione di trasformazione tipo HVAC sono adatte all'installazione su strutture fisse o galleggianti mentre la realizzabilità di stazioni elettriche tipo HVDC è condizionata anche da aspetti tecnologici (stabilità oscillazioni valvole) che vanno verificati puntualmente.
3. La connessione elettrica su piattaforme flottanti, sia che riguardino gli aerogeneratori che eventuali stazioni di trasformazione, deve avvenire con cavi elettrici capaci di assecondare i movimenti della struttura galleggiante. Si dovranno pertanto utilizzare 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. Al momento sono disponibili cavi dinamici a 66 kV e sono in corso qualifiche per cavi 150 kV.

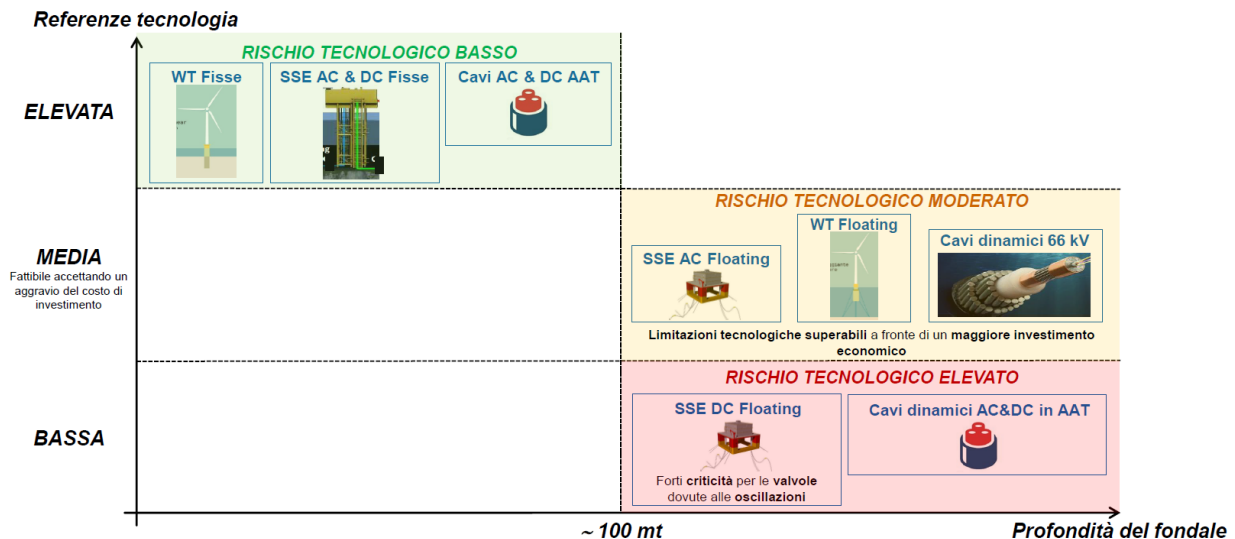


Figura 5.1: Survey sulle evidenze tecnologiche - stato dell'arte e prospettive (TERNA 2021)

Il sito scelto, per batimetria e distanza dalla costa, è idoneo ad ogni tipo di soluzione tecnologica. L'energia elettrica dovrà essere conferita in rete in corrente alternata a 380 kV come previsto dalla STMG di TERNA. Per ragioni economiche e di efficienza complessiva si adatterà una configurazione in corrente alternata: raddrizzare l'energia in corrente in continua, peraltro a mare, per poi invertirla in alternata a terra non è necessario sotto il profilo tecnico, non è vantaggioso in termini economici, e richiederebbe ulteriori opere a terra per la conversione in alternata della corrente con conseguenti ricadute negative in termini di impatti.



Una volta che si è scelto il tipo di corrente del sistema di trasmissione dell'energia, va definito anche il livello di tensione. È noto che l'energia elettrica sarà prodotta dagli aerogeneratori a 66 kV e immessa in rete a 380 kV. È necessario, pertanto, trasformare la tensione dell'energia da 66 kV a 380 kV all'interno di una sottostazione elettrica prima dell'immissione in rete e questo è possibile farlo a terra o su piattaforma a mare. Nel caso in cui si scelga di trasformare la corrente a terra, bisognerà conferire l'energia fino al punto in cui si prevede la costruzione della sottostazione elettrica con cavi a 66 kV e questo comporterà certamente la posa di un numero più elevato di cavi. Considerata la potenza dell'impianto proposto e la distanza dalla costa si stima che per trasferire l'energia elettrica a terra con cavi marini da 66 kV sarebbe necessario impiegare ben più dei 16 cavi da 1000 mm<sup>2</sup> con diametro di circa 180 mm utilizzati per collegare gli aerogeneratori alle sottostazioni offshore. Diversamente, realizzando la sottostazione elettrica a mare, si potrà realizzare l'elettrodotto di smistamento a 400 kV (da esercire a 380 kV) utilizzando solo due cavi tripolari.

A seguito di una attenta disamina di tutti gli aspetti tecnici indicati e dei diversi impatti che ne potrebbero derivare, lo schema di connessione che si è adottato prevede la realizzazione di una sottostazione di trasformazione elettrica su piattaforma fissa 66/380 kV che funge da punto di raccolta dell'energia prodotta dagli aerogeneratori e di innalzamento della tensione a 380 kV e da un elettrodotto HVAC a 400 kV (da esercire a 380 kV) realizzato con due cavi tripolari per il vettoriamento a terra dell'energia prodotta.

Le alternative tecnologiche possibili prevedono:

- 1. La connessione dell'impianto a terra previo innalzamento della tensione in mare utilizzando una o più sottostazioni di trasformazione flottanti**
- 2. Il conferimento dell'energia prodotta a terra senza innalzamento della tensione a mare (quindi senza la realizzazione della sottostazione di trasformazione a mare) realizzazione di un elettrodotto a 66 kV composto da 6 cavi da 180 mm, realizzazione di una sottostazione di trasformazione a terra e conferimento della energia in rete**

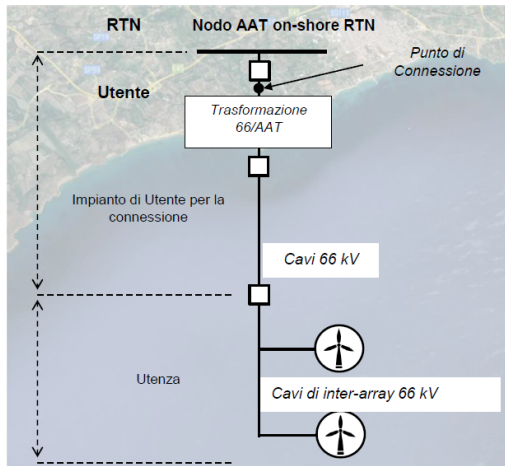
La prima ipotesi è stata scartata in quanto la realizzazione della stazione elettrica flottante costringerebbe ad utilizzare cavi dinamici a 400 kV (da esercire a 380 kV) che non sono attualmente disponibili. Volendo utilizzare i cavi dinamici da 150 kV, attualmente in fase di certificazione, si dovrebbe comunque poi innalzare nuovamente la tensione a terra fino a 380 kV per poterla immettere in rete con un aggravio delle opere che non appare vantaggioso né sotto il profilo tecnico che ambientale.

La seconda ipotesi è invece tecnologicamente valida, tant'è che TERNA considera questo schema di connessione, insieme con quello adottato, come uniche opzioni valide.

## Schemi generali di connessione

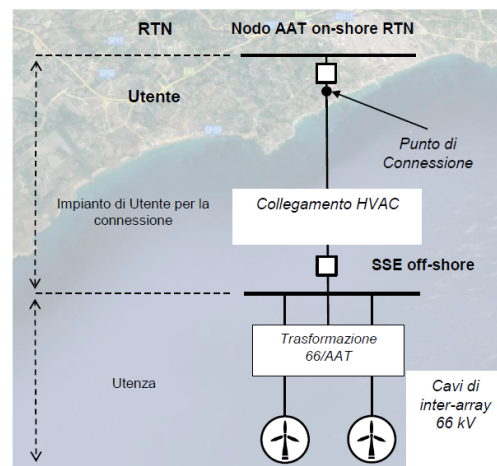
### OPZIONE 1: no stazione off-shore

- Applicazione su distanze fino a ca. 40-60 km da nuovo/esistente nodo RTN;
- Schema di connessione con **collegamento a 66 kV diretto** del campo eolico (es. 6-7 turbine da 14-17 MW) ad un nodo AAT on-shore.



### OPZIONE 2: stazione off-shore

- Applicazione su distanze oltre 40-60 km da nuovo/esistente nodo RTN;
- Schema di connessione con **collegamento in HVAC (fino a 120 km)** o HVDC (oltre 120 km) di una SSE ad un nodo AAT on-shore.



### Schemi generali di connessione ritenuti idonei da TERNA

Si è scelto di adottare lo schema di connessione proposto, che prevede una sottostazione elettrica a mare ed un elettrodotto di connessione esercito a 380 kV, per due ordini di ragioni:

1. la sottostazione di trasformazione, se realizzata all'interno dello specchio d'acqua occupato dal parco, non ha impatti rilevanti al di là della fase di cantiere (riferiti soprattutto all'ancoraggio dei jackets di fondazione al fondale marino); al contrario la realizzazione di una sottostazione a 380 kV a terra, comporterebbe sicuramente una pluralità di impatti sia in fase di costruzione che di esercizio (consumo di suolo, paesaggio, campi elettromagnetici, polveri, emissioni sonore, ecc....)
2. la trasformazione della tensione a mare permette di trasportare a terra l'energia prodotta con un elettrodotto costituito da 2 cavi marini invece che 11 o più. Da questo punto di vista, la differenza negli impatti ambientali è molto rilevante. Va considerato, infatti, che si tratta di attraversare con gli elettrodotti la fascia prossima alla costa caratterizzata dalla presenza di habitat di particolare valore (posidonia e coralligeno) fondamentali per l'intero ecosistema marino. Limitando il numero di cavi è stato così possibile escludere dal tracciato alcune aree da tutelare e contenere gli impatti.

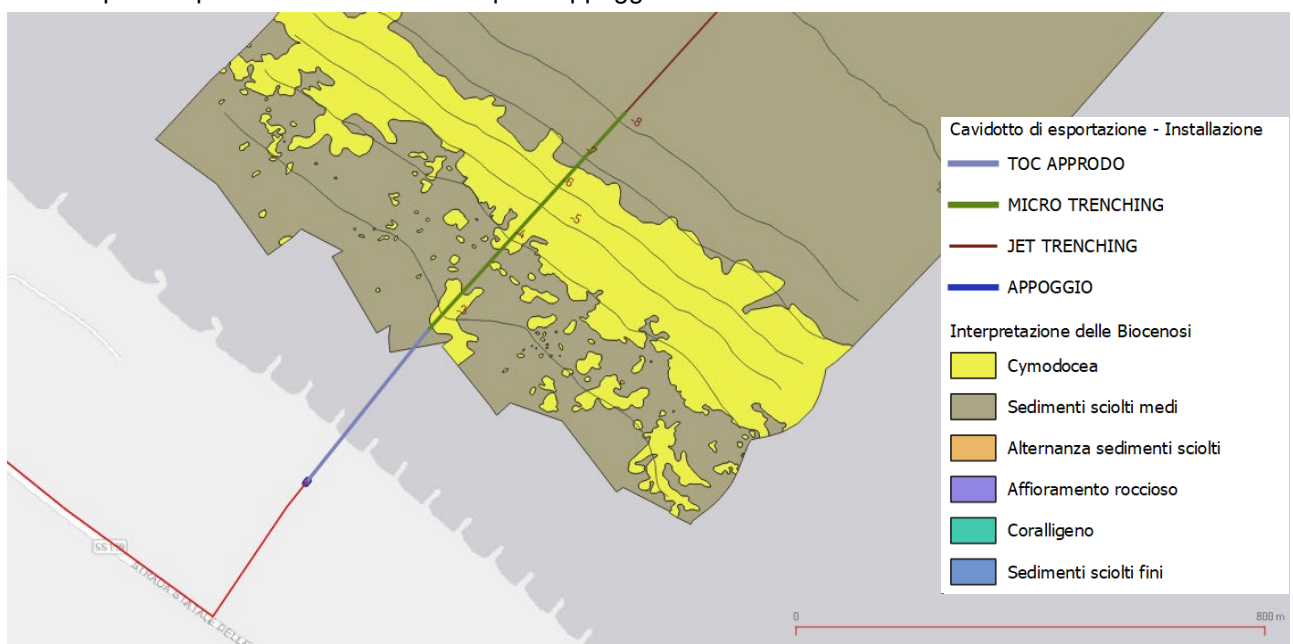
## 5.5 ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE

Si prevede la realizzazione di un cavidotto di collegamento tra la sottostazione offshore e il punto di sbarco a terra costituito posando due cavi tripolari disposti lungo tracciati paralleli e distanziati tra loro di almeno 1 m.

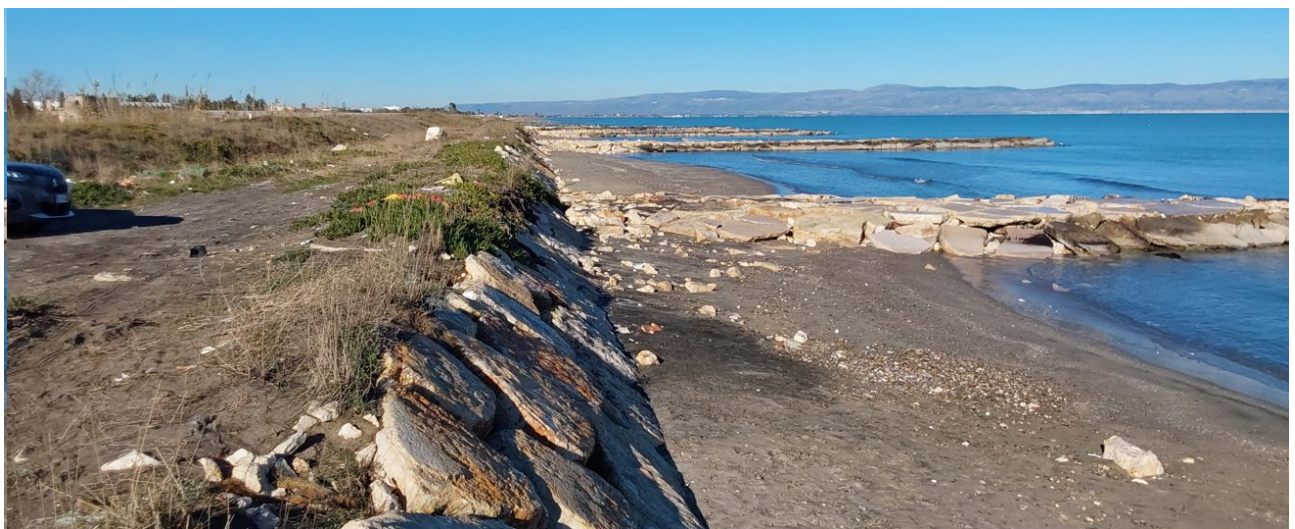
Per preservare al meglio le condizioni ambientali lungo il tracciato previsto, è stato necessario sviluppare modalità di posa del cavo che riducessero al minimo gli impatti ambientali e simultaneamente assicurassero una adeguata protezione del cavo da potenziali rischi derivanti da interferenze con attività di pesca, altri usi del mare - come l'ancoraggio di imbarcazioni o la perdita di carichi trasportati - e condizioni meteomarine avverse.

In base alle specificità dei fondali sono stati individuati i seguenti tipi di posa:

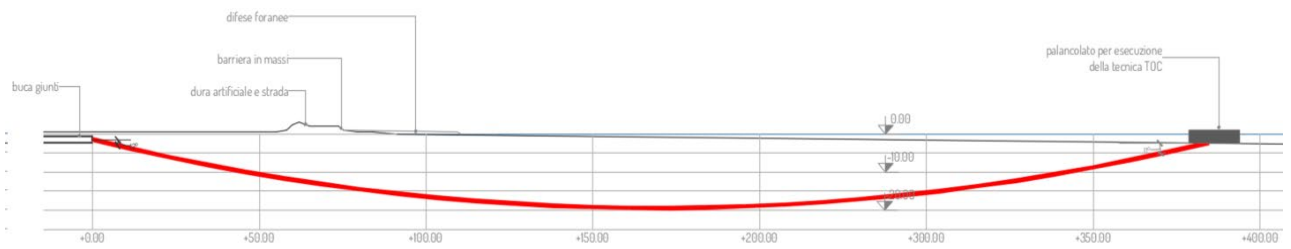
- 1- **In prossimità del punto di approdo** il cavo sarà posato nel fondale marino per circa **350 m** e fino a raggiungere una batimetria minima di 3 m tramite tecnica **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**. Questa tecnica consentirà di attraversare le opere di difesa presenti sul litorale e di giungere alla vasca giunti di transizione senza operare scavi sulla linea del litorale.
- 2- **Nel segmento successivo**, vicino alla costa, le indagini geofisiche hanno rivelato la presenza di una prateria di *Cymodocea nodosa* costiera che si estende fino alla profondità di 7 metri. Per conservare questa caratteristica biocenotica, il cavidotto sottomarino sarà posato per **500 metri** utilizzando la tecnica di precisione nota come **microtrenching, o trenching chirurgico**. Questo metodo permette di effettuare un taglio preciso sul fondale con uno scavo a sezione molto ridotta, riducendo al minimo le conseguenze sull'ambiente marino circostante. La decisione sull'uso di questa tecnica dipenderà dalle caratteristiche fisiche del fondale e sarà confermata dopo indagini dirette sul sito durante la fase di esecuzione; in alternativa, potrebbe essere adottato un metodo di posa di precisione mediante semplice appoggio.



*Posa del cavidotto marino in corrispondenza dell'approdo*



*Le difese foranee esistenti*



*Trivellazione orizzontale controllata profilo schematico*



*Trivellazione orizzontale controllata, il cantiere base a terra*

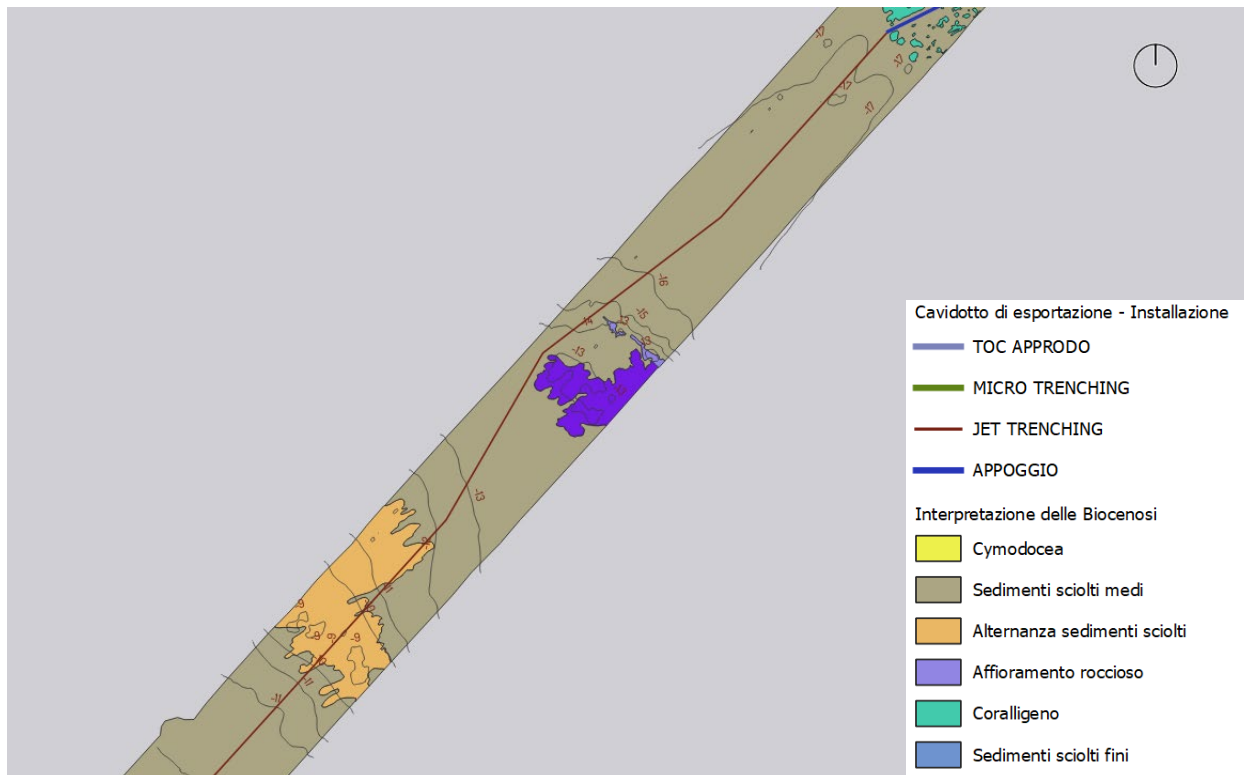


*Il trenching chirurgico – esecuzione con aratro a pilotaggio manuale*



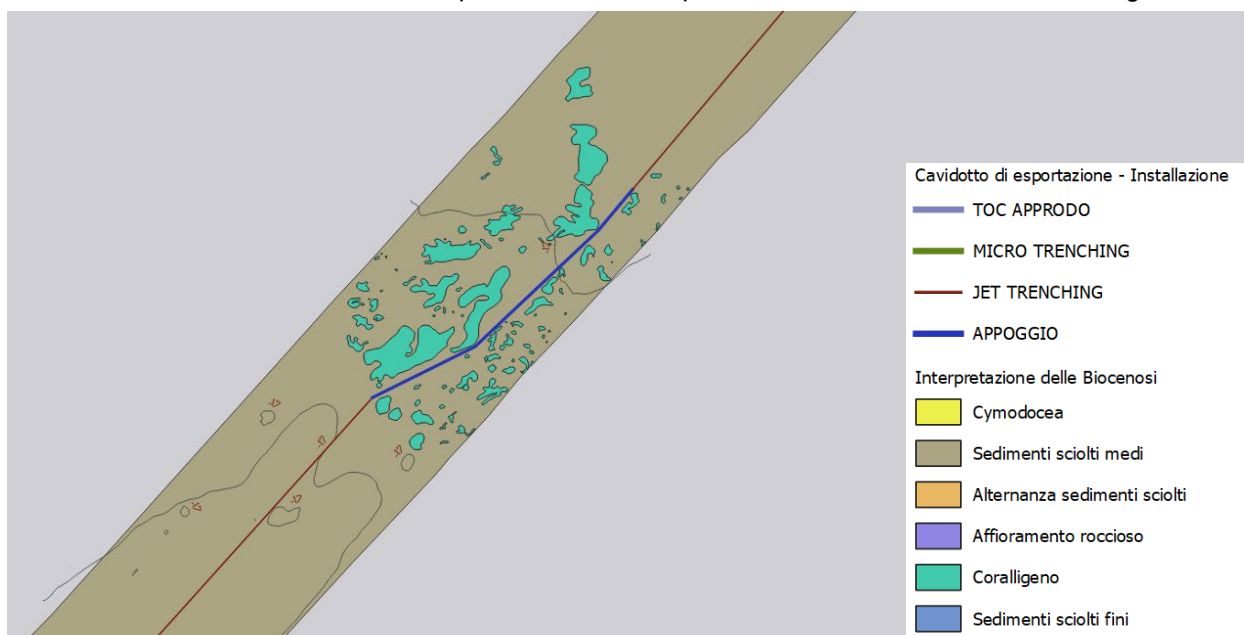
*Esempi di esecuzione del trenching chirurgico*

- 3- **Nel tratto seguente, per una percorrenza di circa 9,6 chilometri (equivalenti a 5,18 NM)** che va dalla profondità di 8 metri fino a quella di 17 metri, la posa avverrà tramite la tecnica conosciuta come **Jet Trenching**. Questa tecnica sarà utilizzata in fondali caratterizzati da depositi sedimentari sciolti, e il tracciato verrà opportunamente deviato per evitare la presenza di affioramenti rocciosi individuati dalla survey geofisica.

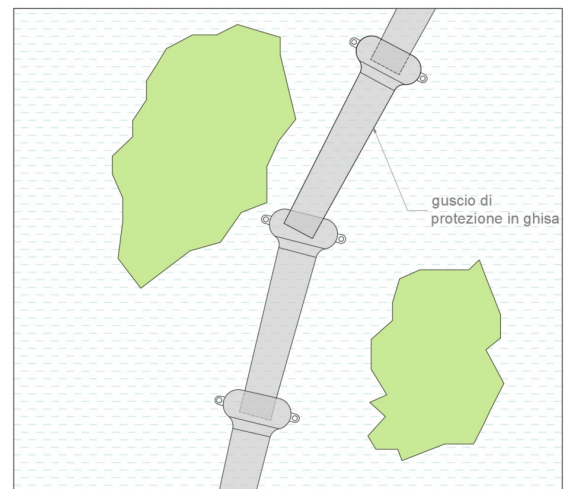
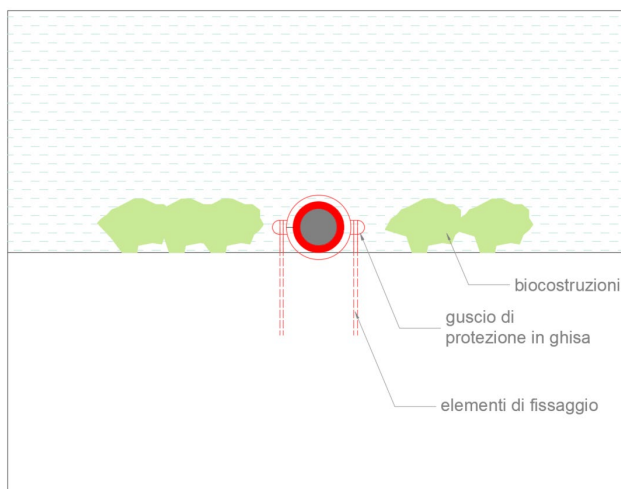


*Il tratto in Jet Trenching da -8 m a -17 m s.l.m.m.*

- 4- **Alla profondità di 17 metri**, il rilievo geofisico ha identificato la potenziale presenza di biocostruzioni a coralligeno. In questa sezione, **per una percorrenza di 1,6 Km (0,90 MN)** il cavidotto verrà posato **mediante un sistema di semplice appoggio e protezione meccanica** utilizzando elementi tubolari metallici accoppiati, spesso realizzati in ghisa. Questo metodo di posa offre una certa flessibilità al cavo anche dopo l'applicazione della protezione e impedisce il contatto con le biocostruzioni presenti, garantendone la migliore protezione. Inoltre, il materiale metallico fornisce un substrato ottimale per la crescita e la proliferazione delle biocenosi a coralligeno.



*Inquadramento del tratto in semplice appoggio*



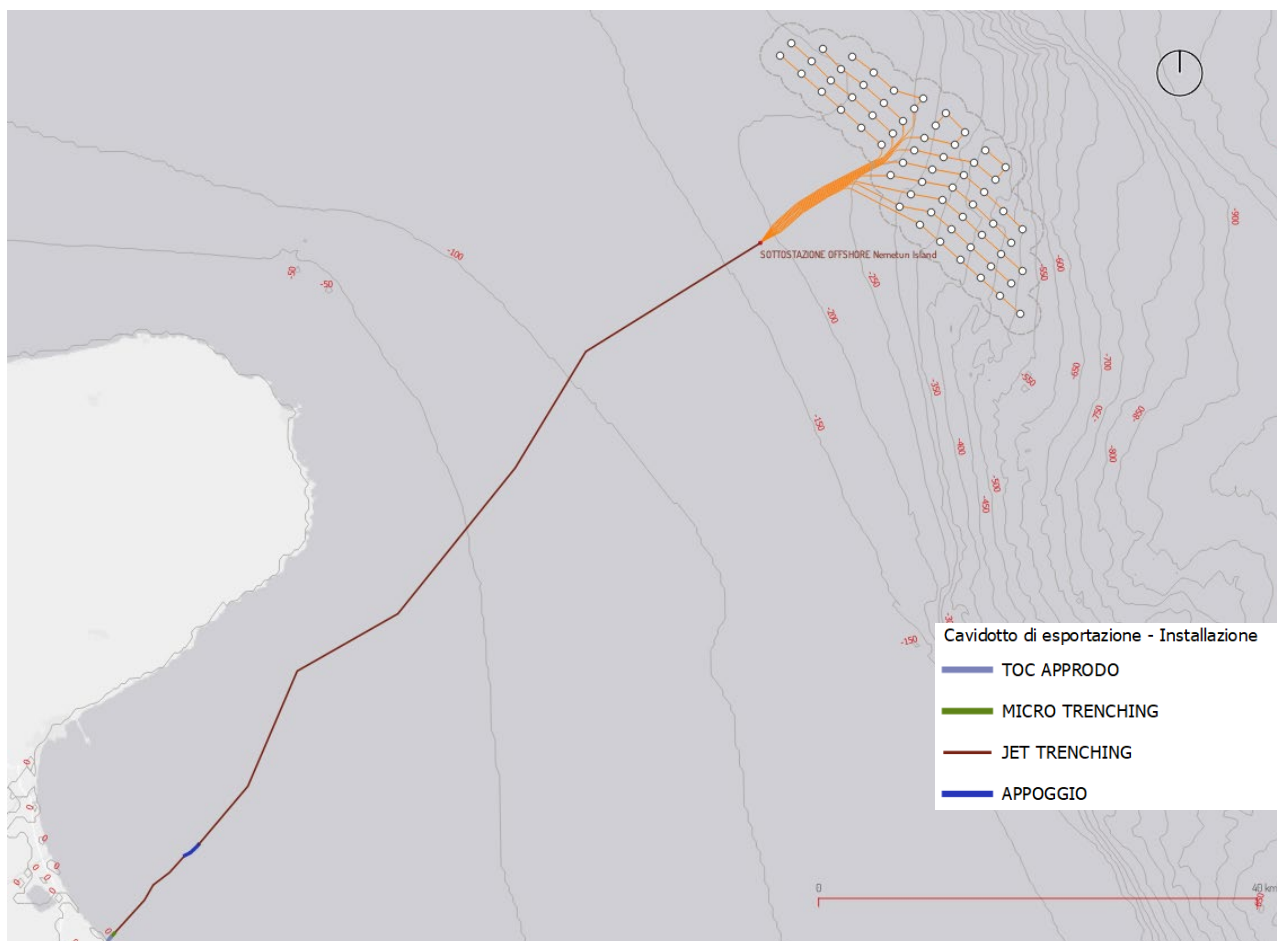
#### *La posa di precisione mediante semplice appoggio*

- 5- Per il tratto che va dalla quota batimetrica (-17 metri) fino alla stazione elettrica offshore, lungo un percorso di 77 chilometri (equivalente a circa 41,5 NM), la caratterizzazione del fondale rileva un substrato di depositi sedimentari sciolti, pertanto, il cavidotto sarà installato in trincea utilizzando la tecnica conosciuta come **Jet Trenching**. Questi sistemi scava-trincee a trascinamento impiegano un aratro appositamente progettato per adattarsi a diversi tipi di terreno e profondità di posa. Lo scavo avviene grazie all'azione di traino esercitata sull'aratro da un'imbarcazione da traino, la quale fornisce la necessaria forza di trazione. L'aratro è dotato di getti d'acqua che liquefano il fondale, creando la trincea, posano il cavidotto e contemporaneamente richiudono la trincea.

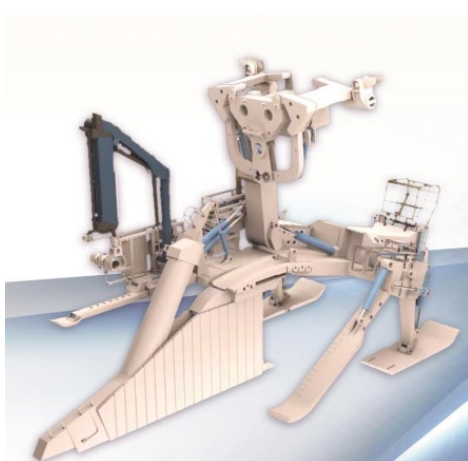
La lavorazione non richiede alcuna movimentazione del cavo sul fondo. L'operazione può essere interrotta in qualsiasi punto ed eventualmente ripresa in un punto successivo. Si prevede, per tutto lo sviluppo della posa in Jet Trenching un tempo di lavorazione di circa 78 ore, da svolgere con minime interruzioni e organizzato nell'arco temporale di dieci giorni. 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.

In generale la tecnica a getto d'acqua "jet trenching" 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.



*Sistemi di posa del cavidotto di esportazione – inquadramento generale*



*Aratro marino e schema tridimensionale della trincea di scavo*

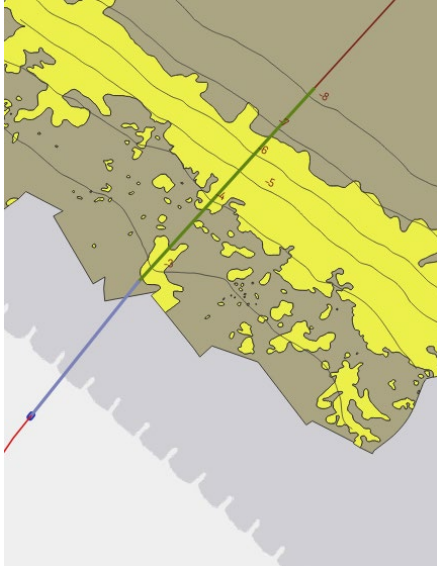
### 5.5.1 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI POSA

Premettendo che le tipologie selezionate sembrano essere le più idonee anche dal punto di vista ambientale per la realizzazione del cavidotto marino di esportazione, durante le fasi progettuali sono state poste al vaglio alcune alternative riguardanti soprattutto i tratti con posa in microtrenching e quello con posa in semplice appoggio.



- **Tratto in micro trenching: valutazione della alternativa di posa in semplice appoggio**

Il tratto selezionato per la posa con trenching chirurgico si trova in prossimità della linea di costa, in una zona con presenza di una prateria di *C. nodosa*.

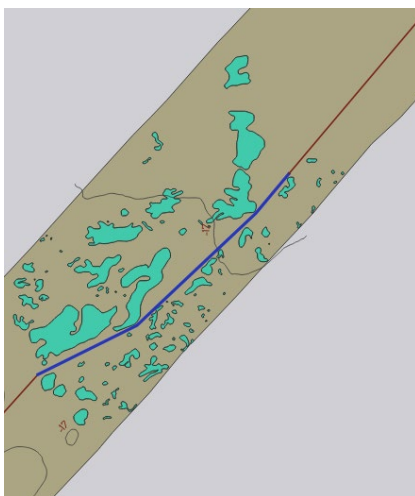


*Trenching chirurgico*

La motivazione ambientale della selezione del trenching chirurgico al posto del semplice appoggio è dovuta a criteri ambientali: si preferisce utilizzare una tecnica che ricostruisca un substrato idoneo alla formazione della *Cymodocea nodosa*, piuttosto che una tecnica, seppur poco invasiva che vada a sottrarre porzioni di habitat, benché minime.

- **Tratto in semplice appoggio: Valutazione della alternativa di posa in micro trenching**

La scelta dell'appoggio con protezione meccanica in presenza di biocenosi a coralligeno è motivata dalla possibilità di utilizzare elementi metallici che favoriscano la formazione di un substrato ottimale per la crescita e la proliferazione delle biocenosi.



*Appoggio e protezione meccanica*



## **5.6 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI**

Tutte le possibili alternative di processo sono state analizzate in dettaglio e attentamente valutate. È importante sottolineare che, come ampiamente discusso, ogni proposta è stata soggetta a un'approfondita esame che ha considerato sia la maturità tecnologica delle opzioni disponibili sia i potenziali impatti ambientali, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche dell'area coinvolta. Le considerazioni e le argomentazioni presentate dimostrano chiaramente che le scelte effettuate, sia a livello di singoli componenti che a livello di sistema nel suo complesso, sono state accuratamente selezionate in base alla loro idoneità per il sito prescelto e per l'intera opera proposta.

## 6 ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE

Le alternative sui possibili interventi di compensazione sono state valutate in base a quanto proposto dal PPTR della Regione Puglia e dei criteri fissati dall'allegato 2 del DM 10.09.2010.

In particolare, si riportano alcuni estratti del PPTR riguardanti i possibili interventi di compensazione da prevedere per gli impianti offshore:

- *...un progetto energetico che si pone come obiettivo generale lo sviluppo delle fonti rinnovabili e tra queste dell'eolico dovrà confrontarsi in modo sempre più chiaro con il territorio e costruire contemporaneamente un **progetto di paesaggio** ... con l'obiettivo di predisporre anche una visione condivisa tra gli attori che fanno parte dello stesso.*
- *L'eolico diviene occasione per la riqualificazione di territori degradati e già investiti da forti processi di trasformazione. La costruzione di un impianto muove delle risorse che potranno essere convogliate nell'avvio di processi di riqualificazione di parti di territorio, per esempio attraverso progetti di adeguamento infrastrutturale che interessano strade e reti, in processi di riconversione ecologica di aree interessate da forte degrado ambientale, nel rilancio economico di alcune aree, anche utilizzando meccanismi compensativi coi Comuni e gli enti interessati.*
- *Orientare l'eolico verso forme di partenariato e azionariato diffuso per redistribuire meglio costi e benefici e aumentare l'accettabilità sociale degli impianti contribuendo a fornire maggiori rassicurazioni sui profili di tutela ambientale e sociale.*
- *Promuovere strumenti di pianificazione intercomunali che abbiamo una visione ad una scala territoriale delle relazioni che oltre i limiti amministrativi gli impianti eolici avranno con il territorio, con i suoi elementi strutturanti ed i caratteri identitari (Piani Energetici Intercomunali e Provinciali)".*

Le compensazioni per il progetto in esame sono state costruite attorno a questi principi cardine definendo le possibili linee di azione e le sinergie che è possibile attivare.

A ciò si aggiunge che la realizzazione dei parchi offshore porterà con sé ricadute socio-economiche di grandissimo rilievo e tali da richiedere uno sforzo di sensibilizzazione e formazione per garantire il coinvolgimento dei settori produttivi locali e la nascita di adeguate professionalità, tra queste ricordiamo:

- Infrastrutture portuali;
- Sviluppo di imprese locali;
- Creazione di nuovi posti di lavoro.

Tra i criteri cardine per la definizione delle misure compensative definiti dall'allegato 2 del DM 10.09.2010 è importante evidenziare le parti di maggiore interesse:

- *Ai sensi dell'articolo 12, comma 6, decreto legislativo n. 387 del 2003, l'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle Regioni e delle Province.*
- *Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle presenti linee-guida, che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti*

*a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:*

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente;*
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione;*
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;*
- d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;*
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004;*
- f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;*
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;*
- h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto”.*

Pertanto, alla luce di queste considerazioni e delle previsioni del DM 10.09.2010, fermo restando che le misure di compensazione saranno puntualmente individuate nell'ambito della conferenza di servizi, nel presente progetto si è proceduto a definire il quadro d'insieme nell'ambito del quale sono stati identificati gli interventi di compensazione, riconducibile ai seguenti temi:

- Valorizzazione del patrimonio paesaggistico e naturalistico
- Sostegno e formazione alle comunità locali per la green economy
- Supporto al settore della ricerca e della formazione specifica
- Promozione della creatività e delle arti.

Per il dettaglio delle misure previste si rimanda ai paragrafi 3.15 e 6.1 del presente Studio e alla sezione 6 *Interventi di compensazione e valorizzazione* del progetto definitivo.

## 7 CONCLUSIONI

Nella presente relazione e negli studi specialistici elaborati, accanto a una descrizione quali-quantitativa della tipologia dell'opera, delle scelte progettuali, dei vincoli e i condizionamenti riguardanti la sua ubicazione, sono stati individuati, in maniera analitica e rigorosa, la natura e la tipologia degli impatti che l'opera genera sull'ambiente circostante inteso nella sua più ampia accezione.

Per la configurazione progettuale è stata così effettuata una **stima delle potenziali interferenze**, sia positive che negative, che l'intervento determina sul complesso delle componenti ambientali addivenendo ad una soluzione che per le sue caratteristiche e i benefici creati può dirsi **complessivamente positiva**.

Inoltre, bisogna ancora ricordare che la **produzione di energia elettrica** tramite lo sfruttamento del vento presenta l'indiscutibile **vantaggio ambientale di non immettere nell'ecosistema sostanze inquinanti** sotto forma di gas, polveri e calore.

In aggiunta a quanto sopra, come più volte accennato, il progetto dell'impianto eolico Nemetun Island è stato sviluppato in termini di Compensazioni e valorizzazioni idonee a ripagare nella giusta maniera l'inserimento dell'opera nel contesto e a stabilirne un uso con risvolti favorevoli per il territorio. In tal senso, **la Società proponente intende sviluppare un modello di business innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale** che, partendo da una attenta analisi del contesto, ha individuato le principali azioni e gli interventi finalizzati alla **riqualificazione ambientale**.

In conclusione, si può affermare che **l'impatto complessivo** delle opere che si intende realizzare è **pienamente compatibile con la capacità di carico dell'ambiente** dell'area analizzata.

In aggiunta a quanto sopra si vuole in conclusione effettuare una valutazione che tiene conto anche dello scenario complessivo dei progetti offshore al momento in fase di sviluppo in Puglia. Come noto, infatti, nell'ultimo periodo il mercato dell'eolico offshore ha visto proliferare una incredibile moltitudine di iniziative e, in base alla ancora vigente circolare 40, il primo passo per l'avvio del relativo sviluppo consiste nella richiesta di concessione demaniale e connessione alla rete Terna. Di seguito è riportata a sinistra una mappa con le richieste di concessione demaniale effettuate al largo della Puglia (fonte <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>) e a destra una mappa con i progetti attualmente presentati al MASE per l'espletamento della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale. Considerato che:

- Nel tratto compreso tra l'impianto Barium Bay e Lupiae Maris le caratteristiche dei fondali (in tale area è ubicato il noto Canyon di Bari) non consentono di ubicare impianti offshore a sufficiente distanza dalla costa.
- L'elevato pregio paesaggistico del Gargano, peraltro caratterizzato da promontori posti a quota elevata rispetto al livello del mare, impone di ubicare eventuali impianti ad una distanza tale da avere una bassa intervisibilità dalle aree di costa, come precedentemente rappresentato. Peraltro la presenza dell'impianto Seanergy (che ha ad oggi ottenuto il parere VIA favorevole dal MASE) relativamente vicino alle coste garganiche determina la necessità di scongiurare impatti visivi cumulativi significativi.

Nemetun Island, sulla scorta di quanto rappresentato nella presente relazione, è stato ubicato cercando l'ottimale trade off tra l'esigenza di renderlo sostanzialmente invisibile rispetto al Gargano e la presenza di fondali che hanno profondità superiori ai 200 m e con una morfologia più articolata di quelli che caratterizzano i fondali più prossimi alla costa

