



PROPONENTE

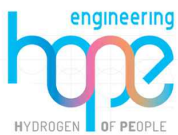


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND
38 WTG – 570 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



GEOWYND



Studio misure di mitigazione e compensazione



SIA.S_ELABORATI GENERALI

S.5 Analisi delle alternative

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	07/24	1ª emissione



INDICE

1	PREMESSA	1
1.1	L'ANALISI DELLE ALTERNATIVE	1
2	ALTERNATIVE STRATEGICHE	3
2.1	LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE	3
2.2	LE POLITICHE NAZIONALI	3
2.3	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE STRATEGICHE	4
3	ALTERNATIVA ZERO	5
3.1	ANALISI SWOT	5
3.2	CONCLUSIONI	8
4	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	9
4.1	PARCO EOLICO	9
4.1.1	<i>Il Progetto Co.Co.NET e la risorsa anemologica</i>	9
4.1.2	<i>Distanza dalla costa, batimetria e vincoli tecnologici</i>	11
4.1.3	<i>Compatibilità con la pesca e il traffico navale in uscita e ingresso dai porti siciliani</i>	13
4.2	OPERE DI CONNESSIONE	14
4.2.1	<i>Opere di Rete</i>	15
4.2.2	<i>Opere di Utenza</i>	17
4.2.3	<i>Punto di approdo</i>	18
5	ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI	21
5.1	AEROGENERATORE	21
5.2	SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	23
5.2.1	<i>Criteri di trasportabilità dei floater</i>	26
5.2.2	<i>Criteri di assemblaggio</i>	27
5.2.3	<i>Sviluppo dell'indotto locale</i>	27
5.2.4	<i>La piattaforma selezionata</i>	28
5.2.5	<i>Scenari futuri – possibili alternative</i>	30
5.3	SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO	32
5.3.1	<i>Sistemi di ormeggio</i>	32
5.3.2	<i>Sistemi di ancoraggio</i>	36
5.4	SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE	38
5.5	SOTTOSTAZIONE OFFSHORE	43
5.6	SCHEMA DI CONNESSIONE	46
5.7	SOTTOSTAZIONI UTENTE	48
6	ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE	50



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 570 MW costituito da 38 aerogeneratori, da una sottostazione elettrica offshore di trasformazione 66/380 kV, da 8 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 nell'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 negli 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 e **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 che potrebbero arrivare sino a 450 GW.**

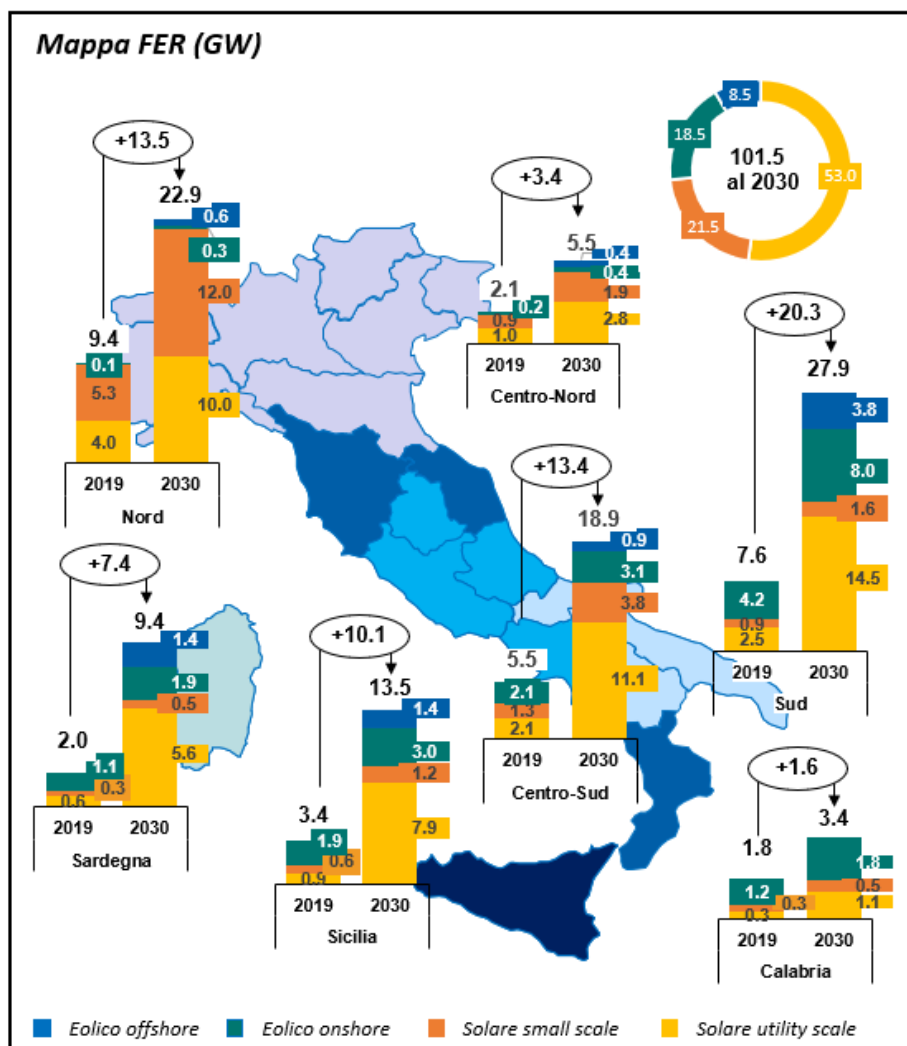
In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione Europea ha presentato a maggio 2022 il **piano REPowerEU** con cui si propone un'accelerazione dei target climatici già ambiziosi **incrementando l'obiettivo 2030 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 9 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 1,4 GW di eolico offshore al largo della Sicilia.**



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 CO₂ prodotta da centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili;
- la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- il mantenimento e il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione Siciliana e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà.

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

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.

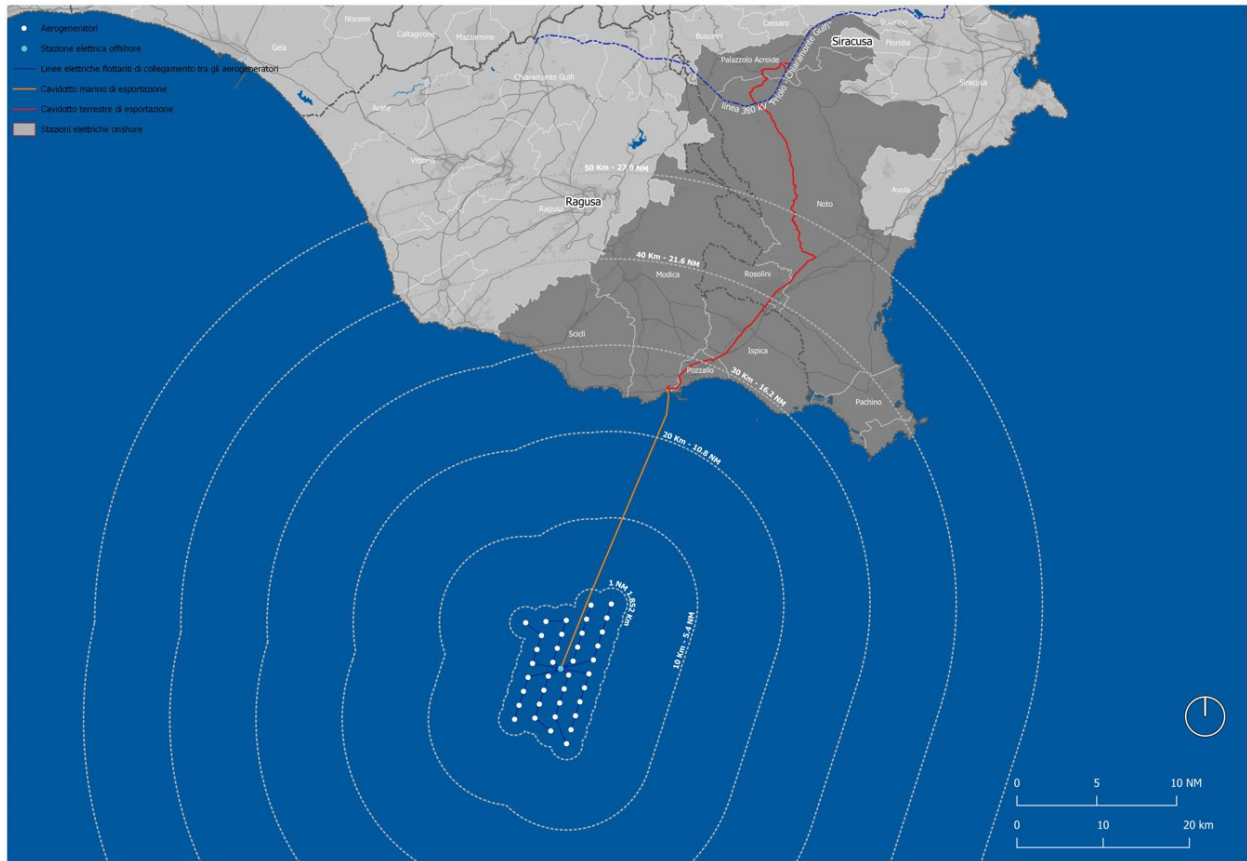
3.1 ANALISI SWOT

Identificazione degli obiettivi

L'obiettivo dell'analisi SWOT è determinare se sia più vantaggioso realizzare un parco eolico offshore situato a oltre 22 km dalla costa, con la capacità di produrre 1.600.000 MWh di energia elettrica pulita all'anno, oppure se l'alternativa di non realizzarlo affatto sarebbe più favorevole.

Raccolta delle informazioni

L'impianto eolico offshore Eureka Wind è costituito da 38 aerogeneratori posizionati nello Stretto di Sicilia, precisamente nel Canale di Malta, in acque internazionali, sulla Piattaforma Continentale Italiana. Questa zona è situata di fronte ai comuni di Scicli, Modica, Pozzallo, Ispica, Pachino e Portopalo di Capo Passero. La distanza minima dalla costa è di 23,5 km pari a circa 12,7 NM.



Impianto Eureka Wind

Gli aerogeneratori previsti avranno potenza unitaria pari a 15 MW per una potenza totale installata pari a 570 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 due Sottostazioni elettriche di rifasamento isolate in GIS.

Identificazione dei punti di forza – Strengths

- Si prevede la produzione annuale di energia elettrica pari al fabbisogno di circa 370.000,00 famiglie.
- Si prevede una riduzione di CO₂ immessa nell'ambiente pari a 8.000 t.
- Produzione di benessere e iniezioni di capitale nel tessuto sociale locale.
- Indipendenza energetica.
- Si prevede una valutazione delle emissioni di CO₂ 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.



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.

Analisi delle opportunità - Opportunities

- Sviluppo del sistema portuale e suo miglioramento.
- Miglioramento del sistema di rete.
- Creazione di oltre 3.500 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 di approdo e realizzazione di compensazioni ambientali.
- Monitoraggio ambientale delle aree del parco e restoration ambientale.

Valutazione delle minacce - Threats

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

Interconnessione tra elementi

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

Componente	Strengths	Weaknesses	Opportunities	Threats
Ambiente	Riduzione CO ₂	Impatto nuove opere	Monitoraggio e restoration ambientale	Sovraffollamento Mancato monitoraggio

Lavoro	Creazione nuovi posti di lavoro	Sistema portuale inadatto	Sviluppo indotto e specializzazione nel settore	Materie prime e maestranze provenienti dall'estero
Energia	Grande produzione, indipendenza energetica	Sistema di rete da potenziare	Implementazione sistema di produzione	Sovraffollamento di iniziative
Economia	Benessere	Reperimento imprese locali	Grandi iniezioni di capitale a livello locale	Utilizzo di materie prime estere

Priorità, pianificazione e strategie

Commentando i risultati descritti potremo dire che:

- **la componente ambiente** con la riduzione di CO₂ 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.

3.2 CONCLUSIONI

Dall'analisi SWOT effettuata emerge chiaramente che la realizzazione dell'impianto eolico offshore Eureka Wind 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.

4 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

4.1 PARCO EOLICO

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.

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

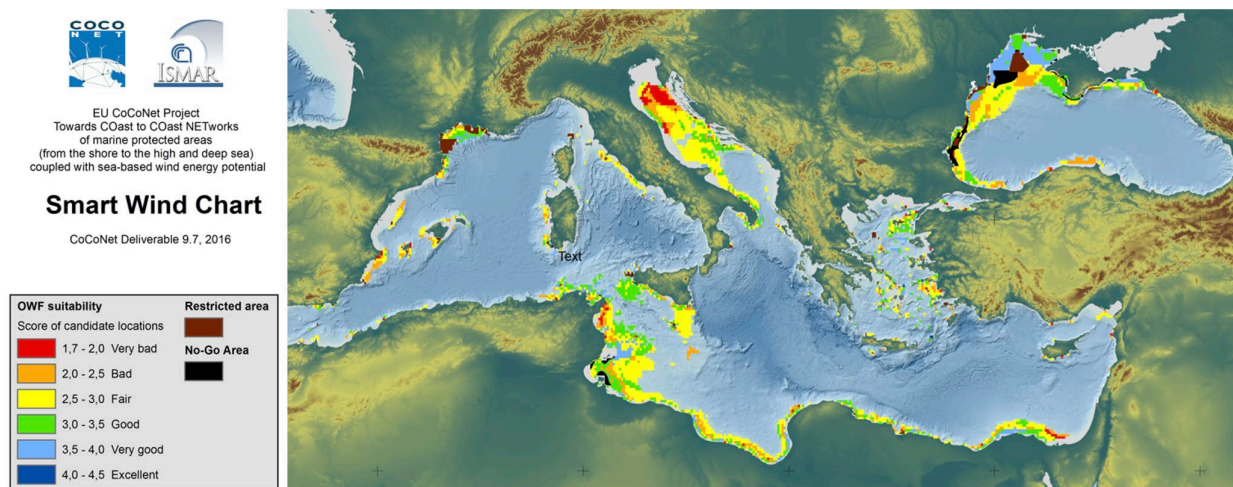
- Disponibilità della risorsa anemologica
- Batimetria e compatibilità con i vincoli tecnologici imposti dal corretto funzionamento delle piattaforme di sostegno flottanti
- Distanza dalla costa, impatto sulla pesca locale e minimizzazione dell'intervisibilità e percettibilità delle opere a mare
- Presenza 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.

4.1.1 IL PROGETTO Co.Co.NET E LA RISORSA ANEMOLOGICA

Di grande importanza per la scelta del sito a mare in cui allocare l'impianto sono state le risultanze del Progetto Co.Co.NET, un progetto europeo svolto tra il 2010 e il 2014, sotto la guida del CNR e dell'UniSalento, con due obiettivi principali:

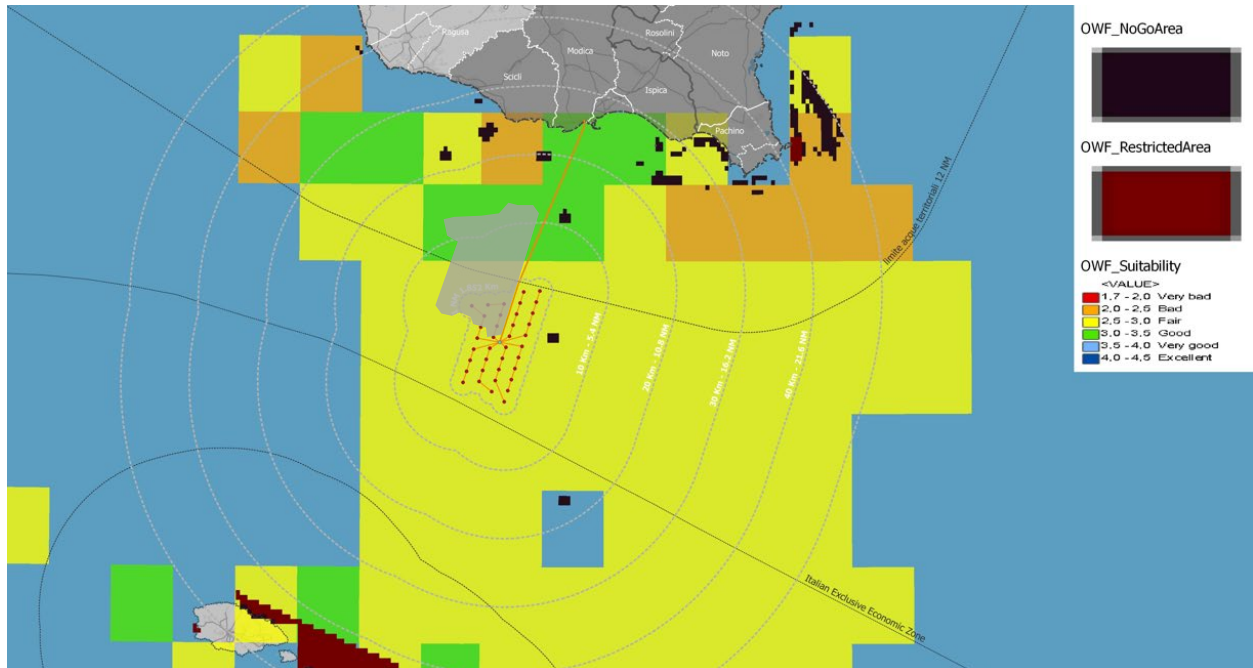
- creare una rete delle diverse aree marine protette
- individuare siti maggiormente adatti all'eolico offshore flottante

di particolare interesse è la mappa di idoneità per le centrali eoliche offshore (OWF Suitability Map) che il progetto Co.Co.NET sviluppa, identificando le aree marine che sono più adatte per lo sviluppo di parchi eolici offshore nel Mar Mediterraneo e nel Mar Nero. Utilizza dati e criteri specifici per valutare le condizioni oceanografiche, ambientali e socioeconomiche al fine di determinare le migliori posizioni per l'installazione di queste infrastrutture energetiche.



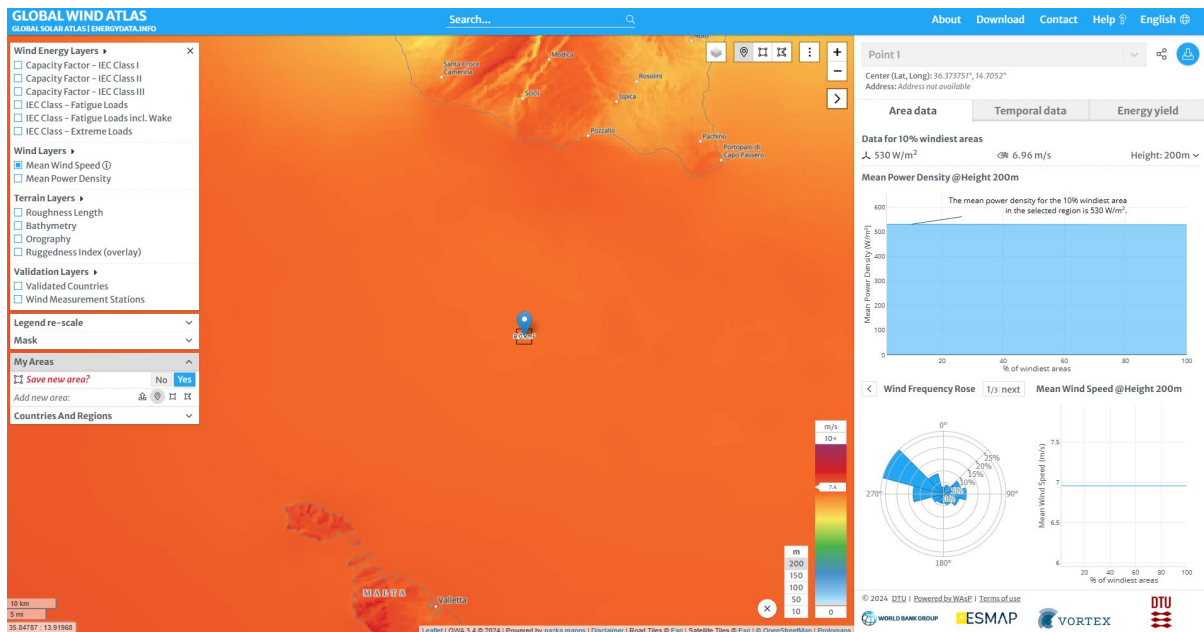
Smart wind chart - Progetto Co.Co.NET

La mappa di idoneità eolica offshore identifica diverse aree con potenzialità variabili, da non idonee a eccellenti per l'installazione di parchi eolici. L'area individuata per il progetto Eureka Wind è classificata come "fair", indicando una possibilità di installazione medio-alta, mentre le zone per il caviodotto sottomarino sono valutate come "good", quindi con buona idoneità. Posizionare l'impianto nell'area verde, segnalata come "good" dal progetto Co.Co.NET, avrebbe aumentato la visibilità dalla costa, motivo per cui questa alternativa è stata scartata in favore di una localizzazione meno impattante dal punto di vista paesaggistico, pur rimanendo in un'area con buone caratteristiche anemologiche e tecniche per l'installazione.



Progetto Co.Co. NET) in grigio chiaro la collocazione alternativa

La lettura della eleggibilità dell'areale selezionato effettuata sul progetto Co.Co.NET è confermata anche dai dati del Global Wind Atlas, che considerano una buona presenza di vento per l'area di riferimento.



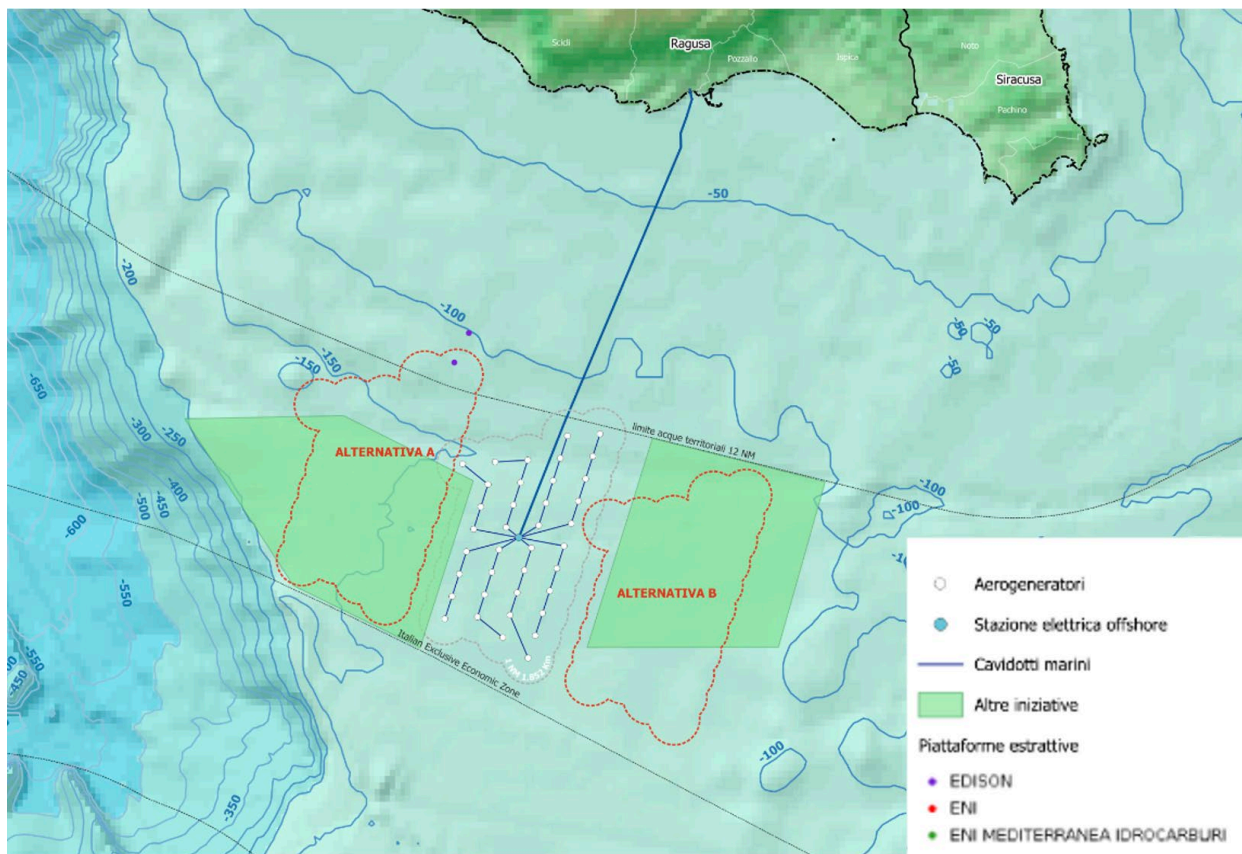
Velocità media annua del vento a 150 m - tratta dal sito <https://globalwindatlas.info/en/>

4.1.2 DISTANZA DALLA COSTA, BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI

I criteri per la selezione dell'area marina per l'impianto Eureka Wind si fondano su alcuni presupposti e sulla osservazione delle condizioni specifiche dell'area. Gli assunti principali includono:

- **Scelta di tecnologie praticabili:** È fondamentale optare per tecnologie già disponibili sul mercato, evitando soluzioni troppo complesse. Questo principio limita la scelta dei fondali per l'installazione degli ancoraggi a profondità comprese tra 100 e 150 metri.
- **Distanza dalla costa:** È importante selezionare una distanza che minimizzi l'intervisibilità dell'impianto, portando alla scelta di specchi acquei oltre le 12 miglia nautiche, quindi al di fuori delle acque territoriali. Tale distanza, come riportato nella Relazione Paesaggistica, coincide con la distanza oltre la quale il potere risolutivo dell'occhio umano non è in grado di distinguere la presenza degli aerogeneratori.
- **Aree interne alla Zona Economica Esclusiva Italiana:** Nonostante i confini marittimi siano in fase di definizione, si è preferito collocare l'impianto all'interno delle aree della Piattaforma Continentale Italiana.

Questi criteri garantiscono un'adeguata compatibilità ambientale e tecnica per l'installazione dell'impianto.



Carta batimetrica (fonte GEBCO e Regione Sicilia) e altre iniziative

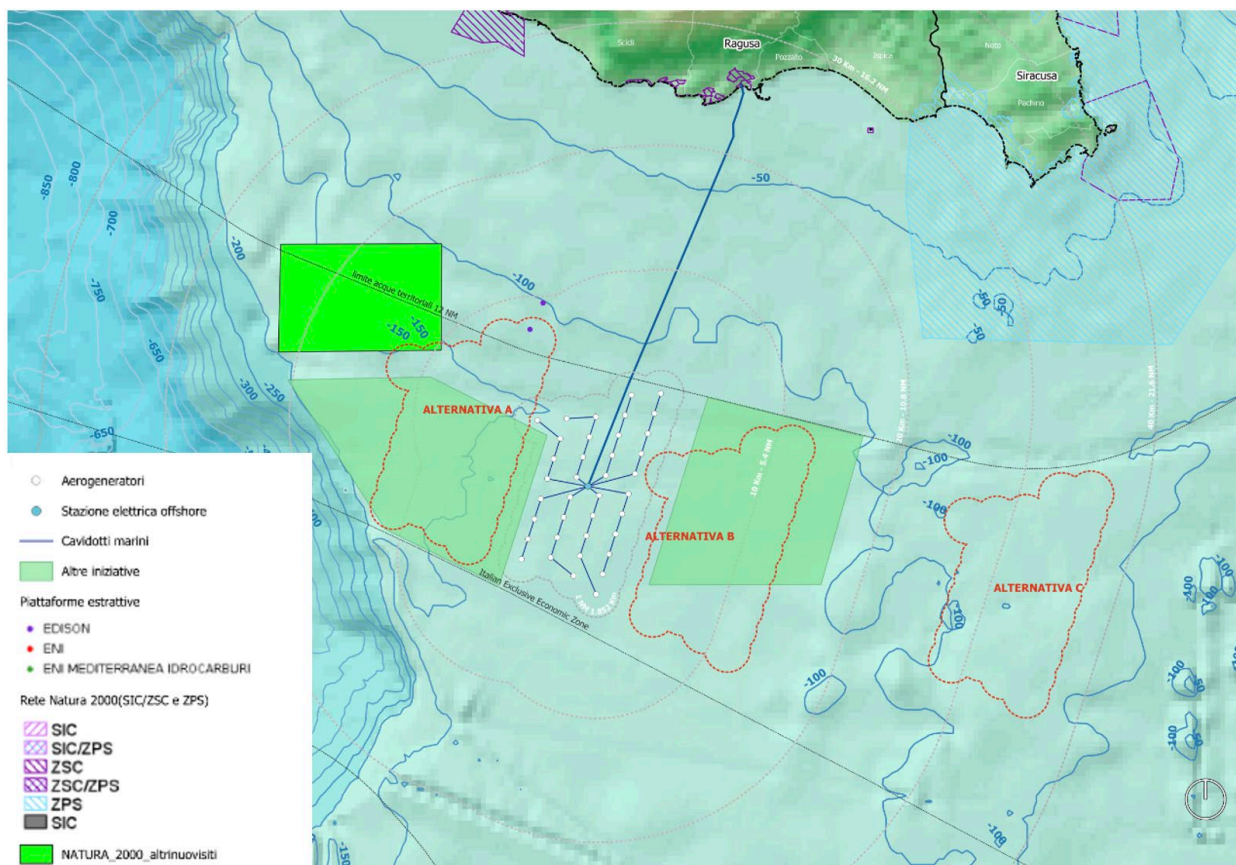
Restringere il campo di possibile selezione dello specchio acquei al campo compreso tra le linee di demarcazione delle acque territoriali e della zona economica esclusiva porta a fare alcune considerazioni sulla presenza di altre richieste di concessione demaniale e alla presenza della piattaforma estrattiva Vega. Le alternative A e B sono state scartate per la presenza di interferenze con altre richieste di concessione demaniale e con la piattaforma Vega.

Restringendo la selezione dell'area marina tra le linee di demarcazione delle acque territoriali e della Zona Economica Esclusiva, sono emerse alcune considerazioni sulla presenza di altre richieste di concessione marittima e sulla piattaforma estrattiva Vega. In particolare:

- **L'alternativa B**, che presenta caratteristiche del tutto analoghe a quella selezionata, è stata esclusa a causa di interferenze con altra richiesta di concessione demaniale.
- **L'alternativa A** è stata esclusa perché, a parità di distanza dalla costa, presenta batimetrie più elevate ed è più prossima all'area di scarpata.
- **La presenza della piattaforma estrattiva Vega** e del vicino modulo Leonardo ha rappresentato un ulteriore elemento di valutazione per l'esclusione dell'alternativa A, al fine di evitare potenziali conflitti d'uso dello spazio marittimo.

Pertanto, la scelta definitiva dell'area è ricaduta su una zona che, pur rientrando nella fascia esterna alle acque territoriali, risulta libera da altre concessioni in corso di definizione e sufficientemente distante dalle infrastrutture estrattive esistenti, minimizzando così le interferenze con altre attività e garantendo la fattibilità del progetto Eureka Wind.

Dal punto di vista ambientale, la valutazione dell'alternativa C, rappresentata nella figura seguente, ha portato alla sua esclusione per l'eccessiva vicinanza con gli areali individuati dalla Rete Natura 2000.

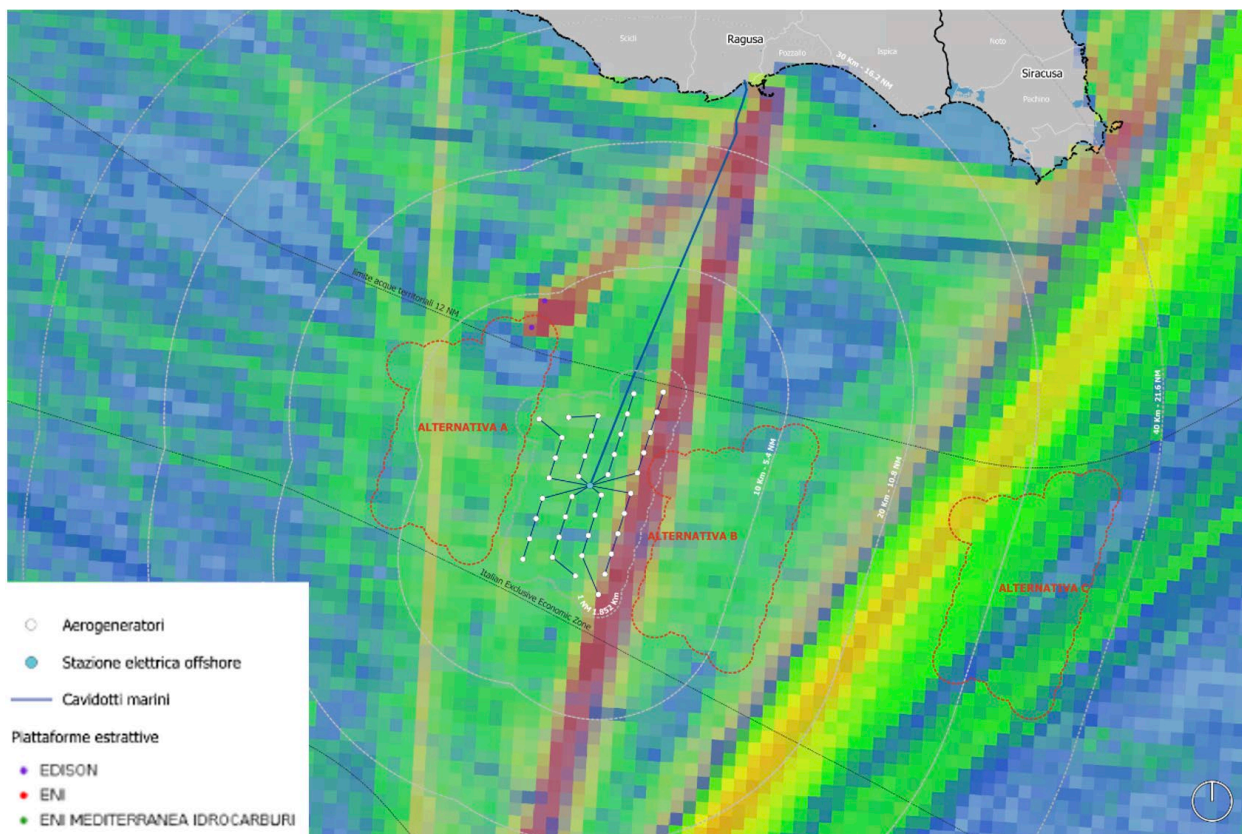


Carta batimetrica (fonte GEBCO) e Aree Rete Natura 2000

In conclusione, l'area selezionata è risultata eleggibile sia dal punto di vista giuridico che ambientale. Lo specchio acqueo individuato è sufficientemente distante dalla costa e a bassa intervisibilità. Pertanto, il parco eolico è stato posizionato in modo appropriato, tenendo conto delle considerazioni precedenti. Di conseguenza, le altre alternative di localizzazione sono state escluse in favore di questa soluzione ottimale.

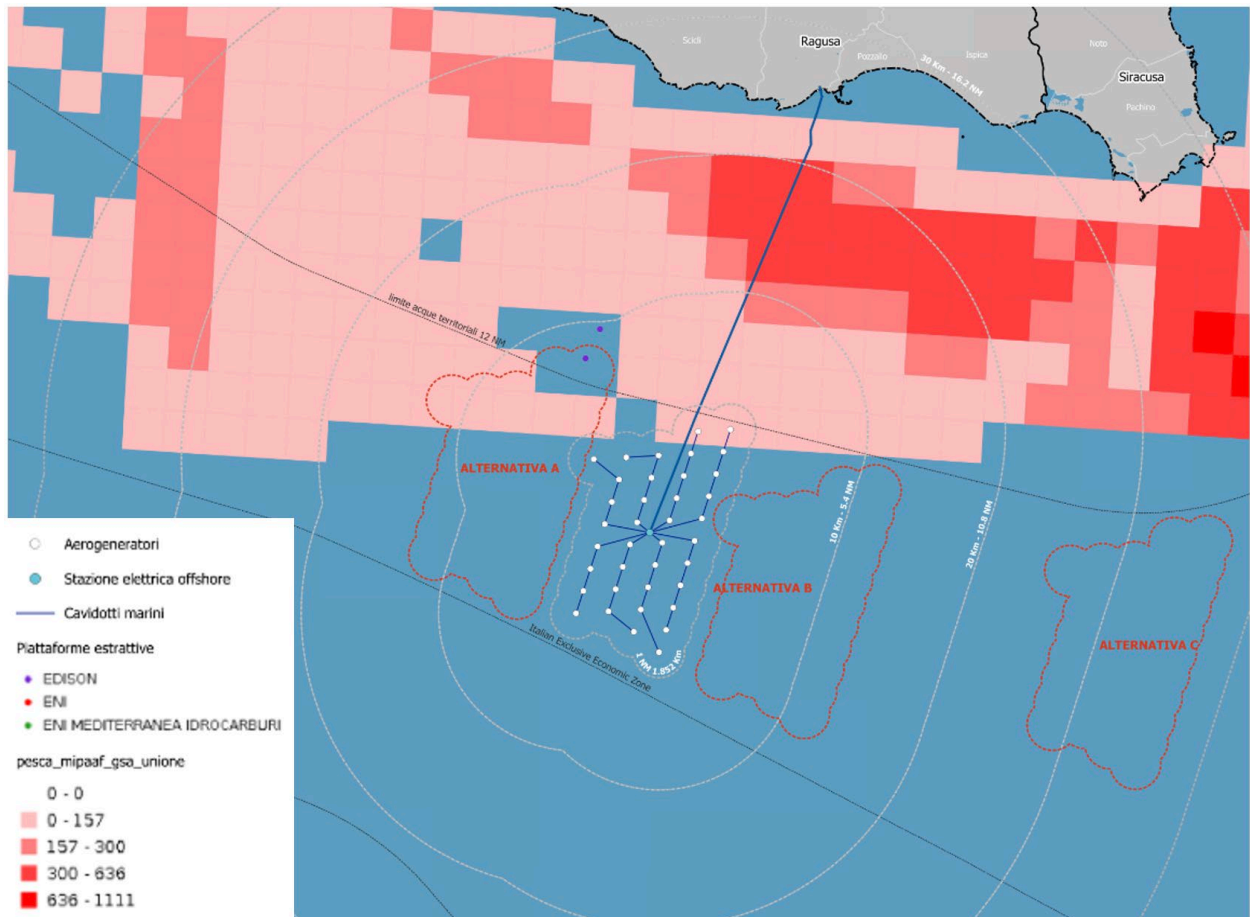
4.1.3 COMPATIBILITÀ CON LA PESCA E IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA E INGRESSO DAI PORTI SICILIANI

L'analisi del traffico navale, rappresentato nella figura seguente, mostra una sovrapposizione delle alternative con i percorsi delle navi in entrata e in uscita dal porto di Pozzallo e del traffico passeggeri da e verso Malta. Da questa sovrapposizione emerge una maggiore interferenza delle alternative A, B e C rispetto all'ubicazione selezionata per l'impianto Eureka Wind. Questo elemento, unitamente ad altri fattori, ha portato all'esclusione delle alternative A, B e C per la localizzazione del parco eolico offshore Eureka Wind, in favore della soluzione definitiva individuata, che risulta meno interferente con le rotte del traffico marittimo.



I tracciati AIS e le ubicazioni alternative dell'impianto Eureka Wind (dati SID portale del mare)

Per quanto riguarda le attività di pesca, le analisi condotte nell'ambito del presente progetto hanno evidenziato un impatto sostanzialmente omogeneo tra le diverse alternative e la soluzione selezionata. È emerso che l'interferenza con le aree di pesca più frequentate lungo il tracciato del cavidotto può essere mitigata adottando criteri di protezione e aumentando la profondità di interramento.



Mapa dello sforzo di pesca e alternative di localizzazione

4.2 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.

La soluzione tecnica di connessione rilasciata da TERNA con preventivo di connessione **Codice 202203043** prevede che la centrale sia collegata in antenna a 380 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi – Priolo” previa realizzazione di alcuni interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna.

Le opere previste dal Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente, gestito dalla citata Società di Gestione della RTN e sono motivate da esigenze di rete che prescindono dalla realizzazione dell'impianto eolico Eureka Wind.

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 dalla nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi – Priolo”, dallo stallo di arrivo Produttore nella suddetta SE e dai raccordi aerei per la realizzazione del collegamento in entra – esce nella linea Chiaramonte Gulfi - Priolo

- Le **opere di utenza** sono costituite dall'elettrodotto in antenna a 380 kV per la connessione dell'impianto eolico offshore al suddetto stallo, dalle attrezzature necessarie per non determinare un degrado della qualità di tensione del sistema elettrico nazionale e dalle attrezzature necessarie per la condivisione dello stallo in stazione con altri impianti di produzione.

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 Eureka Wind con altri eventuali impianti di produzione. In altre parole, per collegare l'energia prodotta dalla centrale eolica offshore 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.**

Per quanto riguarda le **Opere di Rete** è importante notare che la progettazione della Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi – Priolo" 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 alle medesime 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 a 380 kV sarà inserito tra gli elaborati progettuali dell'impianto Eureka Wind, così come redatto dalla società responsabile presso Terna s.p.a.

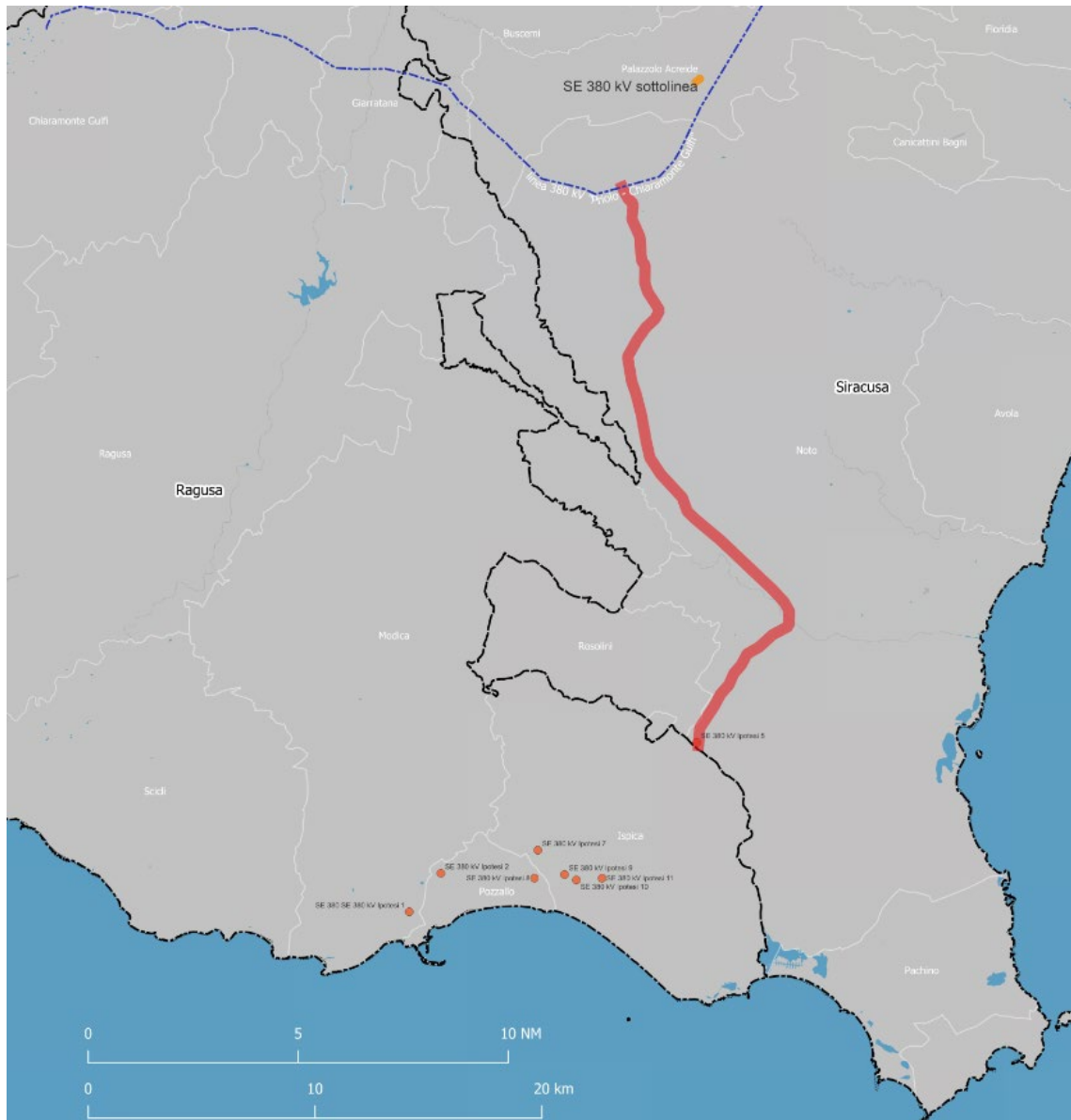
La valutazione delle alternative di collocazione del punto di connessione alla rete proviene da valutazioni condivise con il soggetto Capofila presso Terna per le opere di Rete.

4.2.1 OPERE DI RETE

Le considerazioni sulla localizzazione del punto di connessione tengono conto della significativa distanza tra la costa e la linea RTN 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Priolo". Durante diversi tavoli tecnici con le società coinvolte nella stessa soluzione di connessione, sono emerse due opzioni principali:

- **Collocare la stazione "sottocosta"**: Questa opzione prevede di posizionare la stazione vicino alla linea di approdo, realizzando poi un sistema di raccordi aerei fino alla linea RTN 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Priolo".
- **Collocare la stazione "sottolinea"**: Questa alternativa implica situare la stazione in prossimità della linea elettrica indicata da Terna, per poi realizzare un elettrodotto di utenza che dalla costa raggiunga il punto di connessione.

Queste due opzioni sono state valutate per garantire un'integrazione efficace con l'infrastruttura esistente, minimizzando al contempo l'impatto ambientale e ottimizzando la funzionalità del sistema.



Le ipotesi sottocosta, le ipotesi sottolinea e il “corridoio” di raccordo in entra esci delle soluzioni sottolinea

Sulla base di una analisi vincolistica e territoriale sono state individuate diverse posizioni alternative per la collocazione della stazione sottocosta e una sola alternativa (le aree sono caratterizzate da molti vincoli ed è stata individuata l'unica possibile alternativa) per la collocazione della stazione sottolinea.

La figura precedente evidenzia le analisi condotte e l'individuazione, inoltre, di un “corridoio” per la collocazione di un elettrodotto aereo di raccordo RTN, necessario nel caso di stazione sottocosta.

La valutazione effettuata si basa su un'analisi vincolistica e sulle Norme Tecniche dei Piani Territoriali Paesaggistici Provinciali, insieme a criteri ambientali finalizzati a minimizzare l'impatto ambientale. Nella scelta della collocazione delle opere di rete nel progetto Eureka Wind, è stata preferita la posizione "sottolinea" per la Stazione Elettrica RTN 380 kV, identificando un'area idonea nel comune di Palazzolo Acreide, sufficientemente distante da zone vincolate. Questa scelta è stata motivata da diverse ragioni:

- **Riduzione dell'impatto paesaggistico:** Si mira a evitare l'impatto visivo di una linea aerea lunga circa 40 km, che attraverserebbe in parte territori vincolati.

- **Rispetto delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA):** Le NTA del PTPP della provincia di Siracusa vietano esplicitamente l'installazione di nuovi elettrodotti aerei nei paesaggi locali compresi tra la costa e la linea RTN 380 kV "Chiamamonte Gulfi – Priolo".

Nonostante comportamenti maggiori costi per l'iniziativa, si preferisce realizzare un elettrodotto interrato di circa 56 km per immettere l'energia prodotta dall'impianto eolico nella nuova stazione RTN, poiché questa soluzione presenta un impatto visivo e ambientale significativamente ridotto rispetto a una nuova doppia linea aerea con tralicci affiancati. Il nuovo cavo interrato seguirà per lo più percorsi stradali esistenti, eliminando l'impatto visivo e riducendo notevolmente l'impatto ambientale delle opere di connessione.



il tracciato dell'elettrodotto interrato e le alternative Sottocosta e Sottolinea

4.2.2 OPERE DI UTENZA

Nell'ipotesi selezionata le opere onshore per l'impianto di utenza constano di:

- **Una vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Modica, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **La prima sottostazione elettrica di rifasamento isolata in GIS**, necessaria alla compensazione della potenza reattiva prodotta dalla rete in cavo marino e interrato. La sottostazione in GIS sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Modica, nelle vicinanze del punto di approdo;
- **Un elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 57 km, sarà prevalentemente situato in corrispondenza o in affiancamento alla viabilità pubblica con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, la gestione delle interferenze principali prevede la realizzazione di alcuni tratti posati mediante la tecnica priva di

scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). I tratti in TOC avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;

- **Una serie di 62 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 seconda sottostazione elettrica di utenza isolata in GIS** per la condivisione dello stallo ed equipaggiata con un sistema di rifasamento. Quest'opera sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Palazzolo Acreide, nelle vicinanze della nuova Stazione Elettrica prevista sulla linea 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi – Priolo".

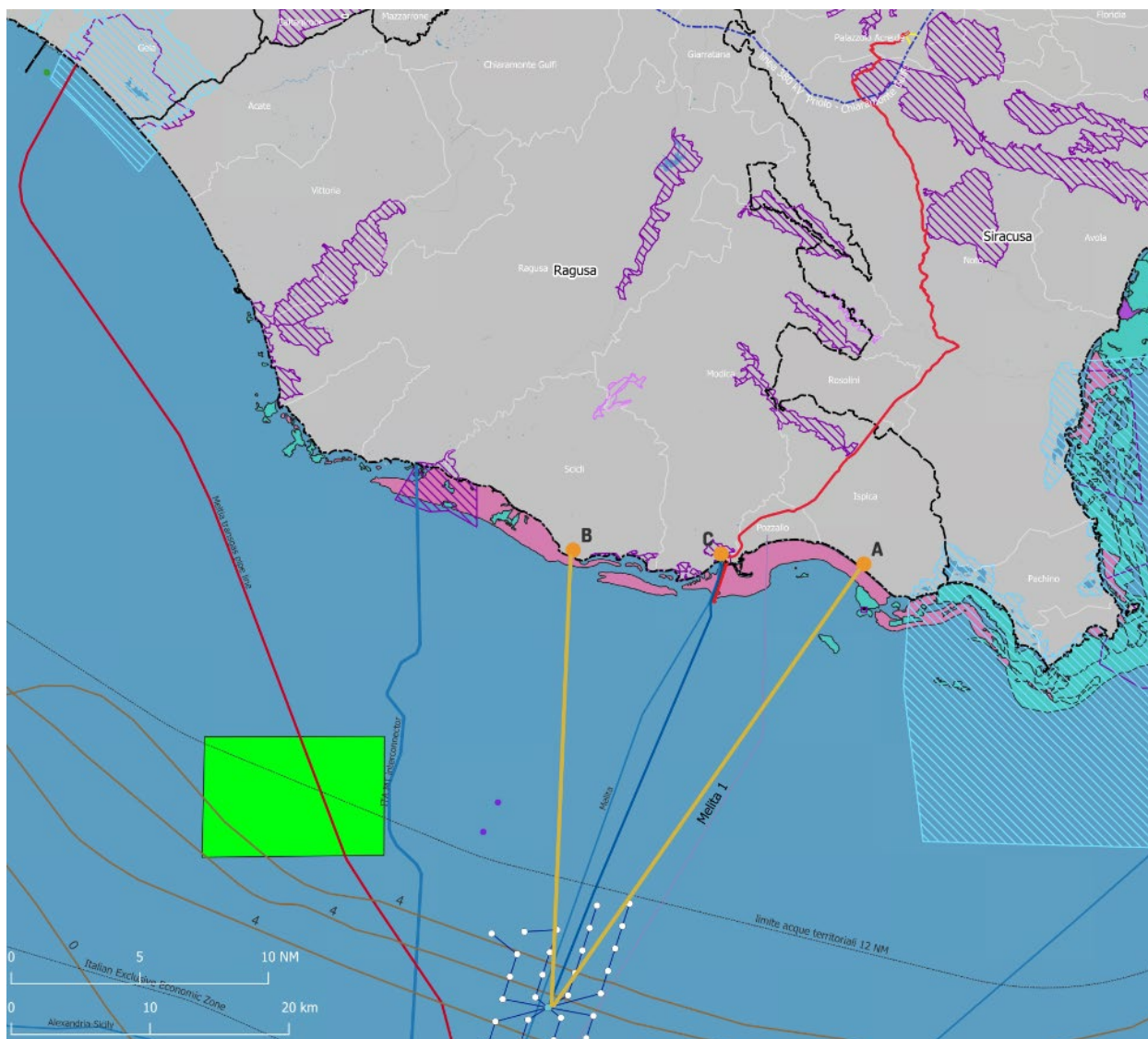


Localizzazione delle opere onshore

4.2.3 PUNTO DI APPRODO

Per l'ubicazione del punto di approdo, l'analisi ambientale delle diverse alternative di localizzazione ha cercato di trovare un compromesso tra la necessità di ridurre il tracciato dei cavidotti marini e la scelta di un'area morfologicamente compatibile. Questa valutazione ha considerato vari fattori ambientali e morfologici per garantire che la soluzione scelta minimizzasse l'impatto sull'ambiente circostante.

L'analisi ha esaminato sia i Siti della Rete Natura 2000 che le aree costiere particolarmente antropizzate. Inoltre, sono state considerate la possibile presenza di biocenosi significative e altre opere lineari, come cavidotti ed elettrodotti, lungo il tracciato del cavidotto marino di esportazione. Queste valutazioni sono fondamentali per garantire che il progetto rispetti le normative ambientali e minimizzi l'impatto sugli ecosistemi locali.



Alternative analizzate per il punto di approdo

L'analisi effettuata può essere riassunta come segue:

- **Ipotesi A: approdo nel comune di Ispica:** Questa opzione avrebbe comportato un significativo aumento della lunghezza del cavidotto di esportazione. Inoltre, la vicinanza del cavo export all'Isola dei Porri e ad alcune praterie di Posidonia oceanica, insieme alla sovrapposizione con il cavidotto Melita 1, hanno portato a considerare questa ipotesi come non fattibile.
- **Ipotesi B: approdo nel comune di Scicli:** Questa alternativa avrebbe comportato una particolare vicinanza del cavo export all'areale della piattaforma Vega e avrebbe introdotto un allungamento poco sostenibile del cavidotto interrato su strada, motivo per cui è stata scartata.
- **Ipotesi C: approdo nel comune di Modica:** Sebbene questa opzione ricadesse nel sito Rete Natura "spiaggia di Maganuco", intercettava un'area di installazione morfologicamente valida. Inoltre, le condizioni di antropizzazione diffusa del sito e la presenza della vicina zona industriale hanno confermato questa scelta come ambientalmente sostenibile.

L'approdo selezionato è stato poi analizzato nel dettaglio, individuando sistemi a basso impatto per l'approdo del cavidotto marino e installando la "vasca giunti" in un piazzale asfaltato ritenuto idoneo per l'installazione del cantiere. Con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale delle nuove opere è stata prevista

una stazione di utenza da collocare esternamente al Sito Rete Natura 2000. Il piano di compensazioni ambientali pone particolare attenzione all'area di approdo, proponendo una serie di misure di ripristino e tutela di un'area attualmente in stato di parziale degrado.



Dettaglio della soluzione di approdo selezionata

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 nell'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 analisi parte, pertanto, dalla scelta della tipologia di aerogeneratore più adatta ai regimi anemometrici dell'area, per poi discutere della tipologia di fondazione, delle possibili alternative in merito ad ormeggi e ancoraggi, chiarire e motivare le scelte tecniche in merito alla sottostazione di trasformazione offshore, al cavidotto marino e al cavidotto terrestre.

5.1 AEROGENERATORE

Negli ultimi anni, lo sviluppo tecnologico nel campo dell'energia eolica ha portato a una continua crescita della taglia delle turbine eoliche. L'aumento delle dimensioni delle turbine è stato accompagnato da un miglioramento dell'efficienza e da una riduzione dei costi di produzione dell'energia elettrica, rendendo di fatto possibile il recente sviluppo degli impianti offshore anche in mari con minor risorsa eolica, come appunto il Mar Mediterraneo.

Per fornire una panoramica delle alternative disponibili, è utile esaminare le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori attualmente in commercio, con potenze comprese tra 14 e 20 MW. Di seguito è riportata una tabella comparativa delle specifiche di alcune delle turbine eoliche più rilevanti:

Produttore	Modello	Potenza Nominale max (MW)	Diametro del Rotore (m)	Altezza Mozzo (m)	Velocità del vento ottimale (m/s)
Vestas	V236-15.0 MW	15	236	166	10,0
Siemens Gamesa	SG 14-222 DD	14	222	140	9,5
Goldwind	GW220/16	16	220	150	9,5
MingYang	MySE 16-242	16	242	150	9,5
MingYang	MySE 14-260	14	260	160	9,0
MingYang	MySE 10-256	10	256	150	7,5
MingYang	MySE 18.X-292	18	292	170	7 - 9

Come si rileva dalla tabella, le turbine con potenza nell'intorno dei 15 MW presentano una dimensione del rotore compreso all'incirca tra i 220 e 240 m di diametro e un'altezza del mozzo tra 140 e 160 m. Questa tipologia di turbina è ampiamente utilizzata nello sviluppo di progetti di parchi eolici galleggianti in diverse parti del mondo, tra le quali anche l'Italia, tant'è che alcuni dei parchi eolici che a oggi hanno avviato, e sono prossimi alla chiusura dell'iter per il rilascio della Valutazione di Impatto Ambientale, hanno previsto l'utilizzo di questa tipologia di turbina. Certamente le dinamiche con le quali in questo momento la tecnologia eolica offshore sta evolvendo lanciando sul mercato soluzioni sempre più evolute e performanti, devono indurre i proponenti a tenere in debita considerazione le previsioni di nuovi aggiornamenti ed evoluzioni tecnologiche. E se da un lato i marchi occidentali, di fronte all'importantissima tendenza di crescita dei parchi eolici offshore nel Mare del Nord, sono rimasti concentrati sulle caratteristiche tipiche di questi mari con venti particolarmente estremi, nuovi impulsi non hanno tardato ad arrivare dai mercati orientali, dove le tipologie di venti sono più simili a quelle del Mediterraneo.

Tra le opzioni riportate nella precedente tabella, emergono aerogeneratori con rotori più grandi e adatti, pertanto, alle caratteristiche anemologiche del Mar Mediterraneo, dove il vento medio è compreso tra 7 e 8 m/s. Molto interessante è la soluzione di Ming Yang con aerogeneratore da 10 MW e rotore da 256 m, una turbina già installata nel mercato orientale. Al momento per progetti che si presume possano avere la fase di costruzione avviata nel 2028, come quello in esame, la piattaforma di maggiore interesse è la 18.X sempre di Ming Yang che prevede la realizzazione di aerogeneratori di potenze comprese tra 15 e 18 MW con diametro del rotore compreso tra 260 e 292 m, che consentirà l'ottimizzazione delle performance per siti con velocità medie del vento comprese tra 7 e 9 m/s. L'aerogeneratore in oggetto sarà già messo in vendita dal 2025.

Per il progetto in esame si ritiene che le migliori performance possano essere raggiunte adottando la seguente configurazione:

Potenza: 15 MW

Diametro del rotore: fino a 292 m

Altezza al mozzo: fino a 170 m

5.2 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 nella città di Glasgow in Scozia, questo istituto è all'avanguardia negli studi sulle fonti rinnovabili marine.

L'Università di Strathclyde vanta 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. In particolare, sono state prese in considerazione tutte le principali configurazioni adottate dalle turbine eoliche offshore galleggianti che risultano già installate e operative o in costruzione. Queste configurazioni sono state inquadrate secondo le principali caratteristiche e classificate nelle tre classi principali (stabilizzato con figura di galleggiamento, stabilizzato con zavorra e stabilizzato in ormeggio). Per ciascuna configurazione si è spiegato il criterio di classificazione analizzando i principali vantaggi e svantaggi.

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

In questa fase di progettazione sono stati adottati due principali criteri di selezione per scegliere le configurazioni più adatte al sito prescelto, quali: il livello di sviluppo tecnologico del sistema e la profondità dell'acqua.

	Criterio	Descrizione
A	Livello di industrializzazione della tecnologia	TRL \geq 8: più unità in condizioni di esercizio commerciale; capacità totale 20-50 MW
B	Pescaggio operativo minimo rispetto alla profondità dell'acqua	Configurazione compatibile con le profondità riscontrate nel sito: Min: 122 m Max 148 m

Per definire il livello di industrializzazione della tecnologia si è fatto riferimento alle informazioni e alle definizioni presenti sul sito web di Quest Floating Wind Energy. In particolare, sono state prese in considerazione tutti i FOW attualmente in fase di progettazione e quelli realizzati aventi un valore di TRL maggiore o uguale ad 8.

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 (in ordine alfabetico), sono:

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

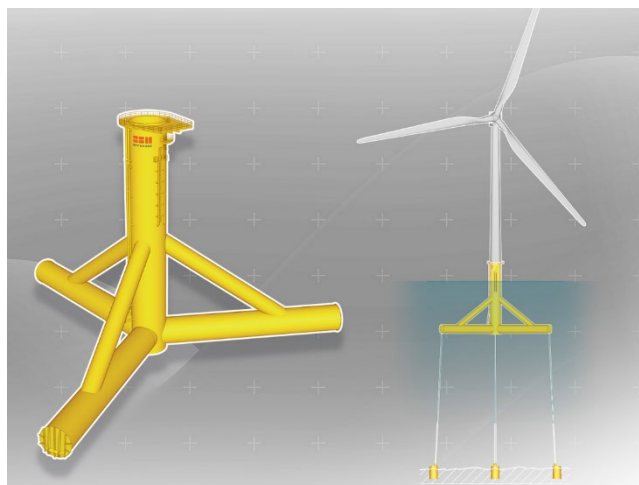
In termini di livello di TRL, le configurazioni raggiungono il livello massimo di TRL poiché per ognuna sono presenti parchi eolici in attività, tra cui:

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

- la configurazione TLP ha per la prima volta raggiunto un notevole grado di maturità con il parco eolico “Provence Grand Large” all’interno del quale risultano installate turbine del tipo “Wind Floater” SBM Offshore da 3 x 8,4 MW (25,2 MW);
- per il semisommersibile vi è il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 47,5 MW.

In termini di profondità dell’acqua:

- la configurazione stabilizzata da zavorra, se si considera la configurazione con la massima potenza nominale, cioè 9,5 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si tiene conto del fatto che il presente progetto considera un aerogeneratore da 15 MW, con un’altezza del mozzo più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sia necessario un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m, pertanto non perfettamente compatibile con il presente progetto poiché le aree offshore presentano una profondità dell’acqua compresa tra i 122 e i 148 m;
- La configurazione TLP (tension-leg platform) ha profondità minima di pescaggio di 50 m. Sebbene gli aerogeneratori da installare presentano una potenza maggiore (15 MW) rispetto a quella delle turbine attualmente installate nel parco “Provence Grand Large”, è ragionevole pensare che la profondità minima dell’acqua non aumenterà nel tempo in modo sostanziale e pertanto la configurazione a linea di ormeggio appare compatibile con la profondità locale dell’acqua compresa tra i 122 e i 148 m;
- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell’acqua del sito considerato: si ha infatti che la struttura semisommersibile 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 di WindFloat realizzati utilizzando il questa tecnologia che hanno la stessa profondità operativa minima nonostante ma utilizzano aerogeneratori di potenza nominale diversa.














(in alto) SBM Offshore TLP, (a sinistra) semisommersibile di Principle Power, (a destra) Hywind spar

Progettista	Prodotto	TRL	Max MW	Config.	Draft	Pescaggio minimo	Progetti realizzati con questa tecnologia
Principle Power	WindFloat	9	10	Semisub	18	40	WindFloat Atlantic, Kincardine Tranche 2, EFGL Leucate, Pilot Main O&G, AIWind, Toki, Erebus, Gofio, Dunas, Mojo, Cardon, Guancho, Cabildo, Alisio, Colombino, Sahariano, Hsinchu Demonstration, Hsinchu I, Valorous, Hsinchu II
Equinor	Hywind II	9	10	Spar	78	100	Hywind Scotland, Juan Grande FOWCA, Atlas Wind
Equinor	Hywind III	9	10	Spar	90	130	Hywind Tampen
Principle Power	WindFloat	9	9	Semisub	18	40	WindFloat Fukushima, Emerald Ph I, Emerald Ph II, Korean Floating Wind B, Korean Floating Wind C, Korean Floating Wind A
SBM Offshore	Wind Floater	8	8	TLP	35	50	Provence Grand Large (Faraman), Llyr, North Channel Floating Wind I, North Channel Floating Wind II

Progetti realizzati con le tecnologie selezionate

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL \geq 8	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 maggiore rispetto a quella disponibile in situ
Stabilizzato da ormeggio (TLP) 	 La configurazione TLP ha raggiunto TRL 8	 Anche se la configurazione TLP che ha raggiunto grado 8 di TRL fa riferimento ad aerogeneratori da 8,4 MW con pescaggio di 35 m e una profondità minima operativa minima dell'acqua di 50 m, ci si aspetta che per una versione da 15 MW non ci sia bisogno di un pescaggio maggiore e pertanto la profondità di situ è ragionevolmente compatibile con le opere

5.2.1 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.

Tale sistema non è neanche compatibile con la tecnologia TLP poiché una volta scollegato il sistema di ormeggio non sarebbe garantita la stabilità la turbina nelle fasi di trasporto.

Considerazioni simili dovranno essere fatte anche per la fase di installazione.

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 CRITERI DI ASSEMBLAGGIO

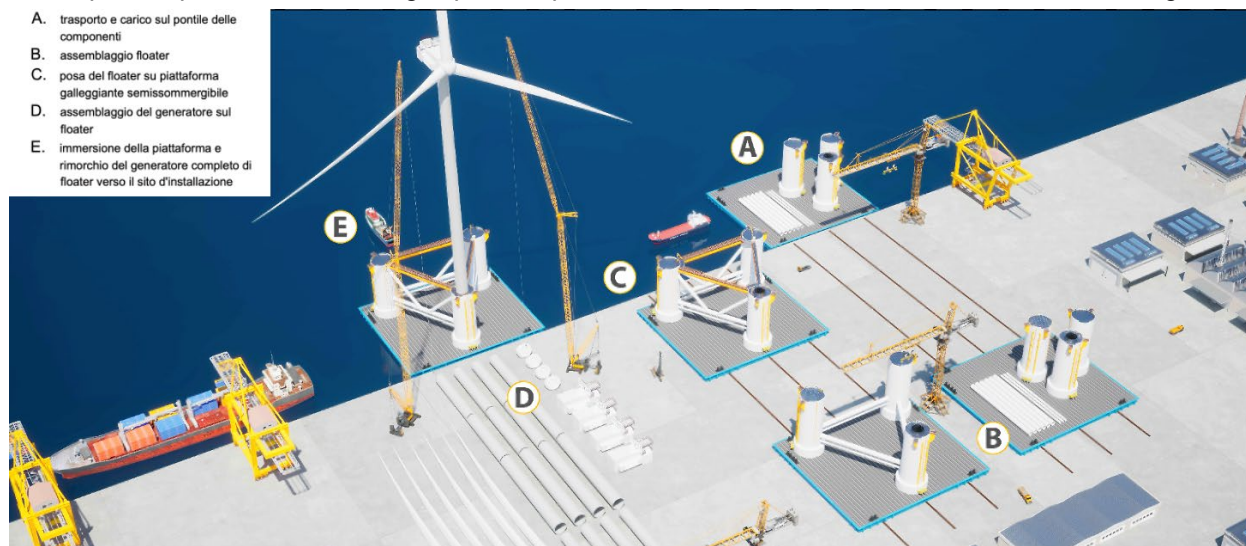
Il semisommersibile può essere completamente assemblato all'interno dell'infrastruttura portuale, ovvero l'RNA e la torre possono essere montati sulla sottostruttura galleggiante, poiché è richiesto un pescaggio molto limitato. I vantaggi di questa possibilità sono:

- **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.

Tuttavia, per il sistema TLP, il sistema di ormeggio non è disponibile nelle fasi di trasporto e questo comporta un aggravio delle tempistiche di assemblaggio per questa tecnologia.

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

Di seguito si riporta una simulazione di una possibile configurazione di cantiere, nelle tavole del capitolo 7 sono riportate planimetrie di dettaglio per due potenziali aree individuate all'interno del Porto di Augusta.



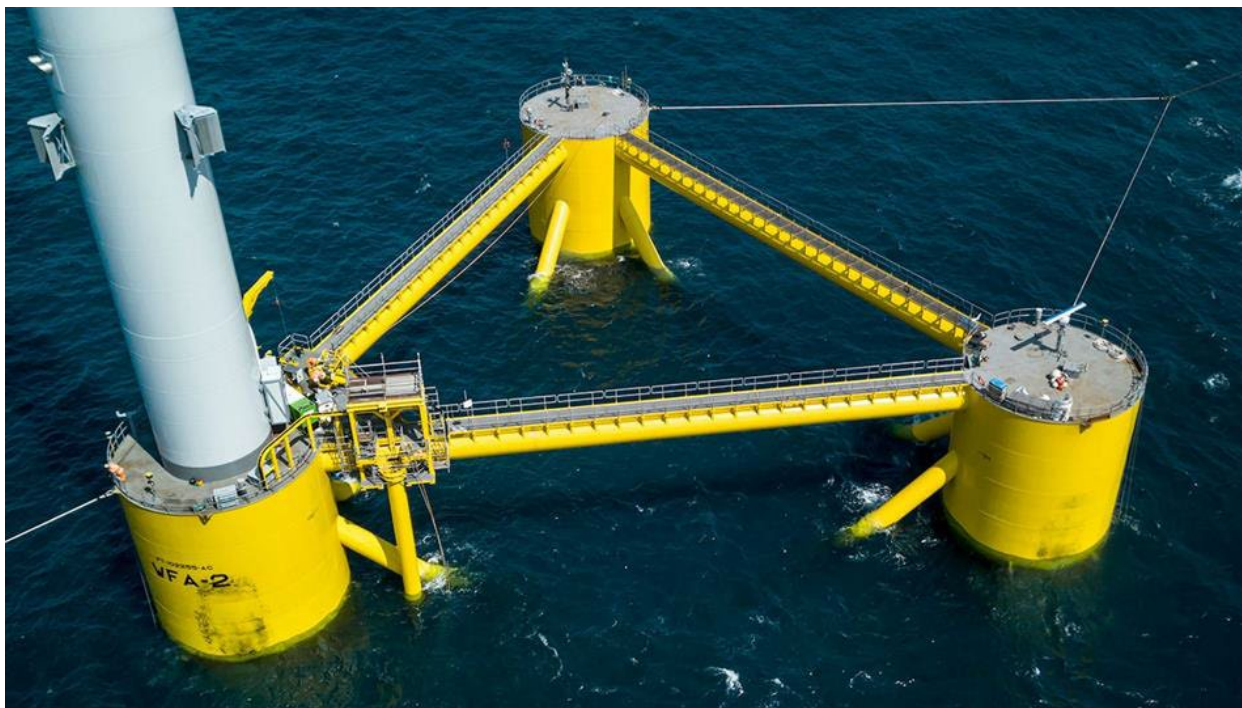
5.2.3 SVILUPPO DELL'INDOTTO LOCALE

Uno dei principali criteri di progettazione che ha guidato il proponente e il progettista nella pianificazione del parco eolico offshore Eureka Wind 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 al fine di

concentrare gli investimenti sul territorio direttamente coinvolto nelle operazioni. Nell'ambito della relazione Sicilia nel vicino porto di Augusta, candidato alla manifestazione di interesse di cui al DL energia,

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.

5.2.4 LA PIATTAFORMA SELEZIONATA



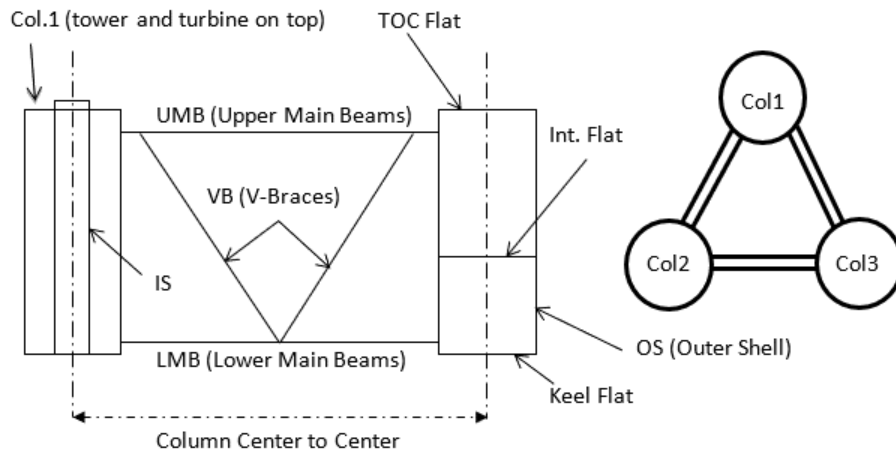
Impianto dimostrativo del WindFloat

Il WindFloat è una piattaforma galleggiante semisommersibile a tre colonne, per turbina eolica, 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 e 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.



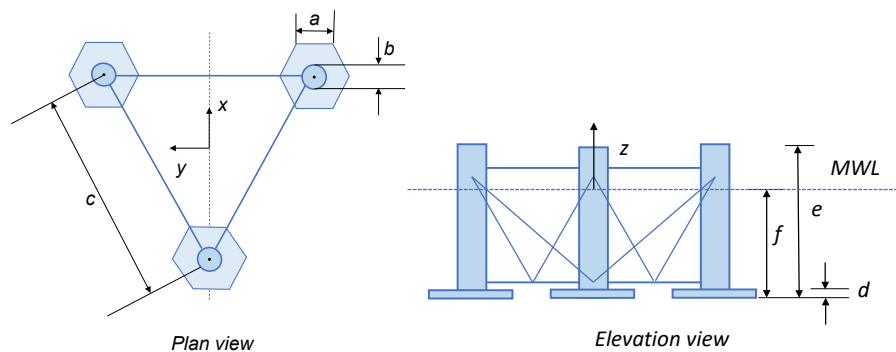
Componenti principali del Wind Float

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

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

Dimensioni tipiche di un Wind Float

5.2.5 SCENARI FUTURI – POSSIBILI ALTERNATIVE

Come detto, la piattaforma Windfloat è stata selezionata sia per le sue caratteristiche che per la maturità tecnologica, circostanza che consente di poterla ritenere "ready to build".

Come è immaginabile, sono numerosi gli operatori che stanno sviluppando piattaforme analoghe e la stessa Principle Power sta affinando la progettazione della sua piattaforma. Tra tutte, si riportano a qui a titolo di esempio due delle piattaforme semisommersibili più promettenti per il prossimo futuro:

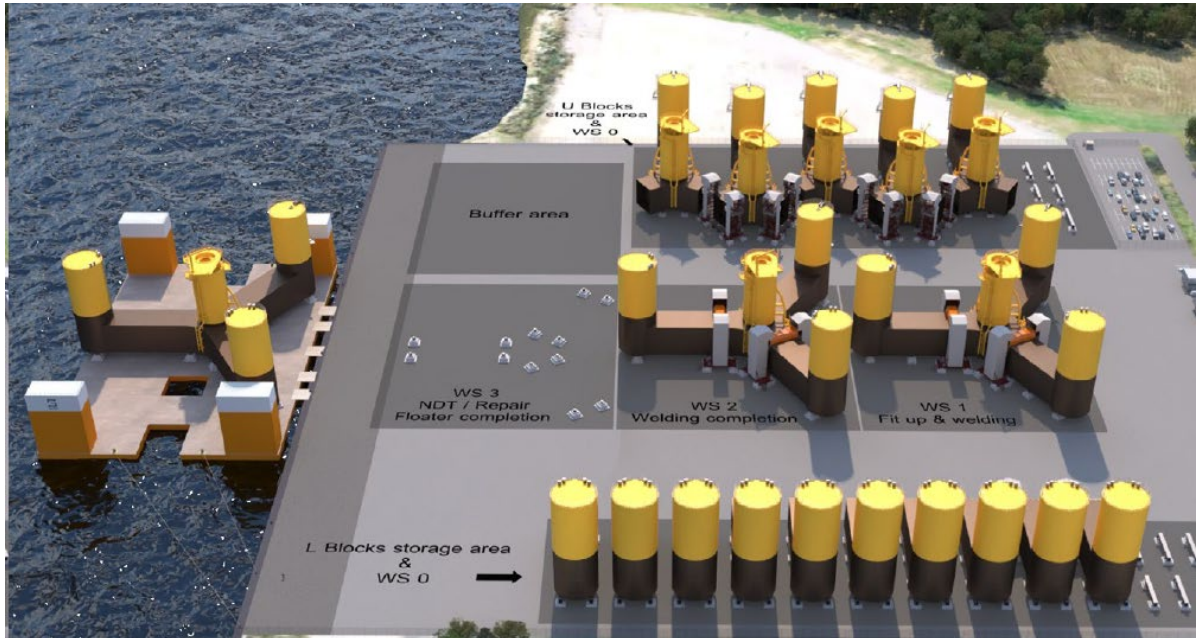
- il floater denominato **STAR 1** in fase di definizione e sperimentazione da parte della società italiana **SAIPEM**, attiva dal 1957 nell'ambito dell'ingegneria e della costruzione nell'ambito offshore.



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. Il design è molto promettente sia sotto il profilo dell'equilibrio statico e dinamico (grazie al posizionamento della turbina

in corrispondenza di una colonna centrale), sia sotto il profilo della modularità dei componenti, che consente di ottimizzare il processo di fabbricazione e di ottimizzare gli spazi di stoccaggio in banchina portuale. Di seguito una ipotesi di configurazione di cantiere estratta dalla documentazione disponibile in rete.



- **Principle Power** sta mettendo a punto una nuova tipologia di floater 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.



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

Di seguito una possibile configurazione di cantiere per questa tipologia di floater.



In conclusione, come detto, sul mercato sono in fase di sviluppo moltissime soluzioni e quelle qui menzionate sono abbastanza rappresentative di tali sviluppi futuri, peraltro tesi a ridurre di circa il 20-25% i pesi complessivi delle piattaforme, offrendo un ulteriore contributo, insieme al miglioramento prestazionale degli aerogeneratori, alla ottimizzazione del piano economico finanziario.

5.3 SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO

L'University of Strathclyde e la società Geowynd, unitamente alla selezione e alla progettazione delle strutture di fondazione galleggianti, hanno realizzato congiuntamente 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:

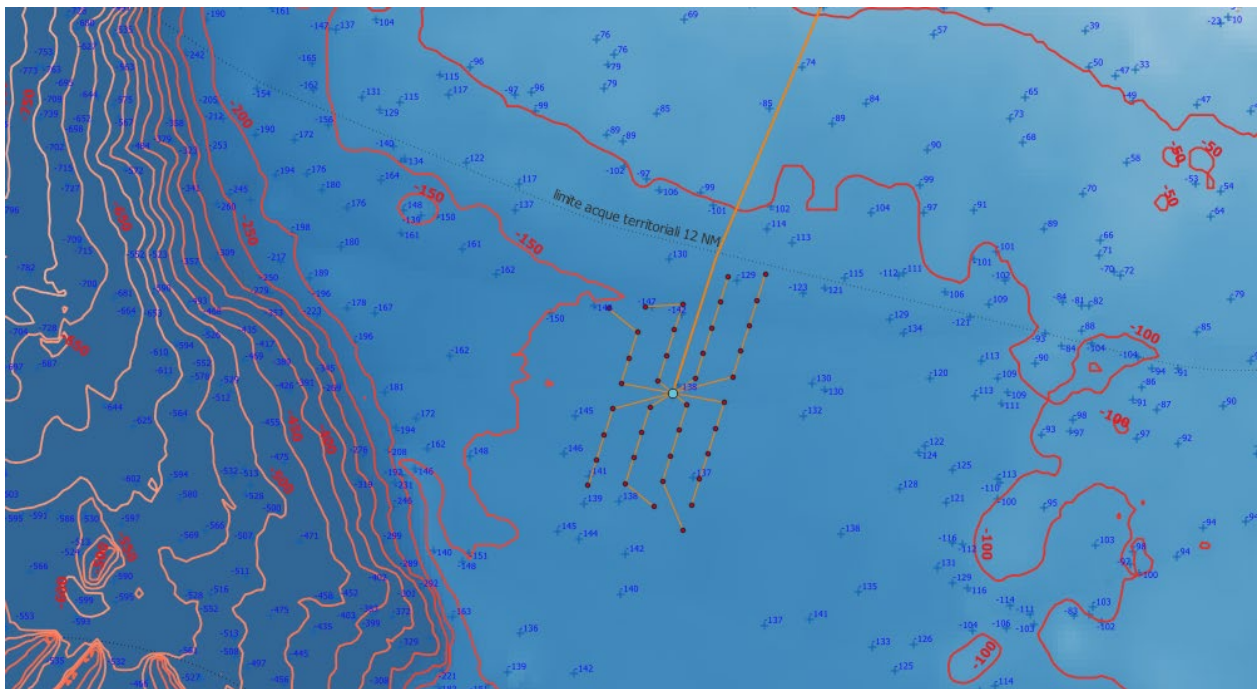
- Sistemi di ormeggio a catenaria: parte della linea di ormeggio è adagiata sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico. Il peso della linea fa assumere alla stessa una forma a catenaria, e il cambiamento della lunghezza della catena sospesa a seguito del movimento della struttura offshore 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 per il sito di progetto da un minimo di 122m a un massimo di 148m, quindi è stata adottata un'area rappresentativa con una profondità media dell'acqua di 139m. L'intervallo di profondità dell'acqua è considerato tipico per acque poco profonde e potrebbe essere adatto a un sistema di ancoraggio a catenaria; tuttavia, un sistema teso con una minore impronta potrebbe risultare più economico e di minore impatto sui fondali. Pertanto, è stato proposto un sistema di ancoraggio teso a 6 linee, in cui gli elementi di ormeggio sono composti da segmenti di catena – poliestere – catena e le cui caratteristiche sono riportate a seguire in tabella.



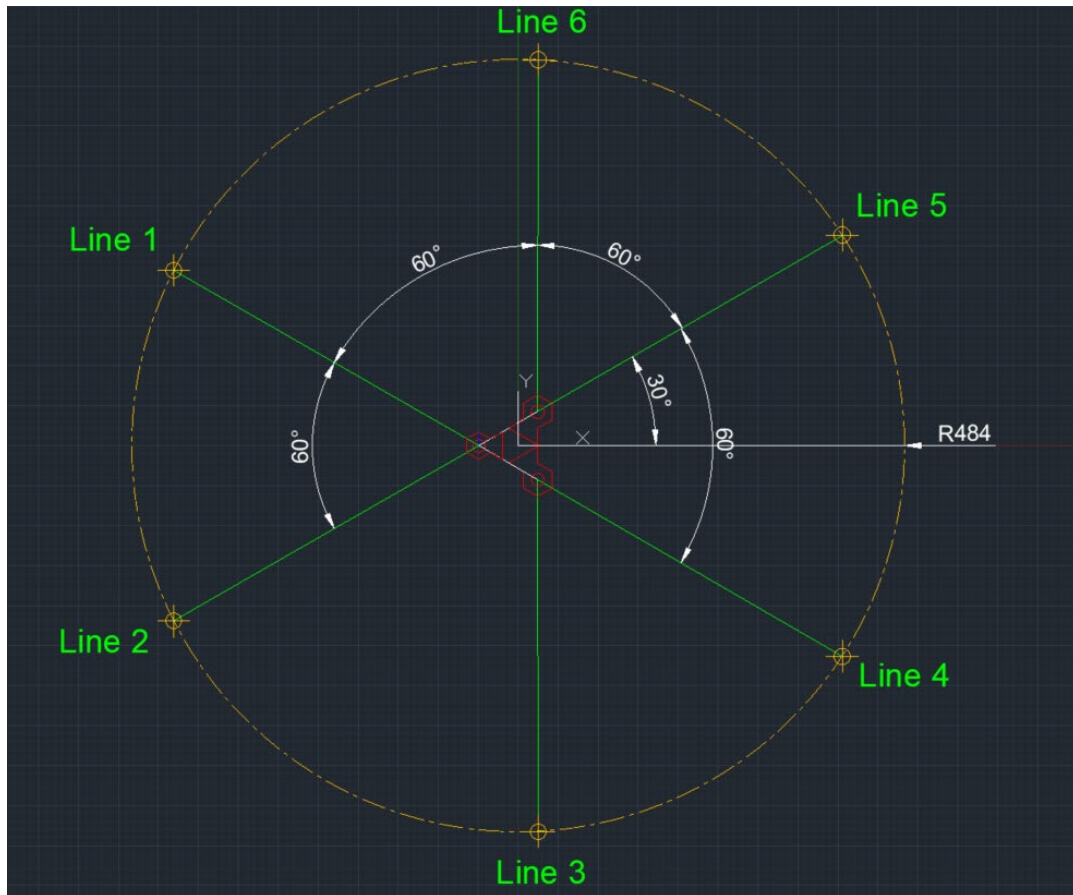
Batimetria dell'area

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 è illustrata nella tabella e nelle figure che seguono:

- **Configurazione linee di ormeggio profondità 138 m:**

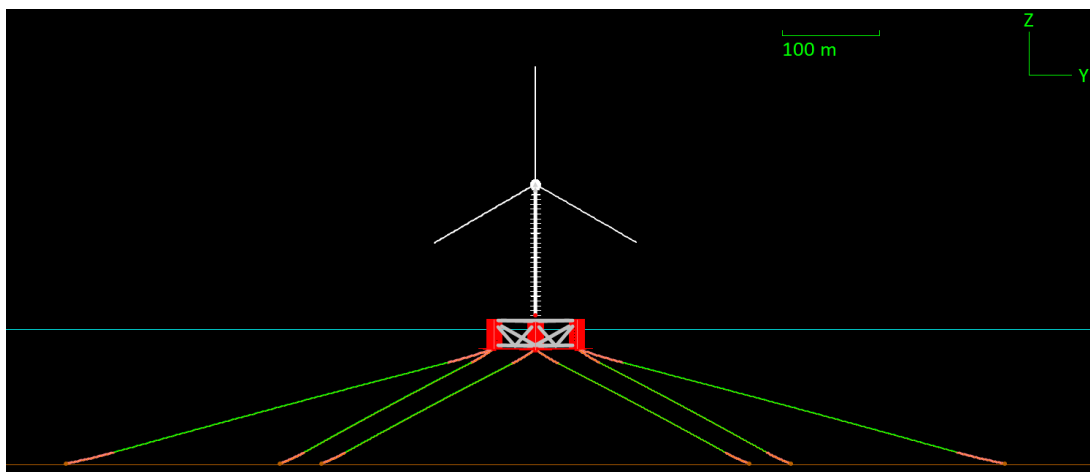
Parametro	Unità	Valore
<i>Tipo di sistema di ormeggio</i>	-	<i>Taut</i>
<i>Profondità ancoraggio</i>	<i>m</i>	<i>138</i>
<i>Profondità passacavo</i>	<i>m</i>	<i>20</i>
<i>Numero di linee</i>	-	<i>6</i>
<i>Segmenti per linea</i>	-	<i>3 (catena – poliestere – catena)</i>
<i>Tipo segmento 1 (e 3)</i>	-	<i>Catena a maglie R4</i>
<i>Diametro nominale segmento catena</i>	<i>m</i>	<i>0.120</i>
<i>Massa/lunghezza segmento catena (a secco)</i>	<i>kg/m</i>	<i>291</i>
<i>Resistenza alla rottura del segmento catena</i>	<i>kN</i>	<i>13.573</i>
<i>Rigidità assiale segmento catena</i>	<i>kN</i>	<i>1.23E+06</i>
<i>Tipo segmento 2</i>	-	<i>Corda in fibra di poliestere</i>
<i>Diametro nominale segmento in poliestere</i>	<i>m</i>	<i>0.216</i>
<i>Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)</i>	<i>kg/m</i>	<i>29.90</i>
<i>Carico di rottura del segmento in poliestere</i>	<i>kN</i>	<i>13.514</i>
<i>Rigidità assiale segmento in poliestere</i>	<i>kN</i>	<i>3.14 E+05</i>
<i>Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)</i>	<i>m</i>	<i>50 m (catena), 355 m (poliestere), 50 m (catena)</i>
<i>Carico di Rottura Minimo (MBL) della Linea</i>	<i>kN</i>	<i>13.514</i>

Per garantire una risposta più simmetrica ai carichi provenienti da tutte le direzioni, l'angolo orizzontale tra le linee è stato mantenuto costante a 60 gradi. L'inclinazione di 15 gradi (rispetto al fondale marino) è stata scelta per evitare grandi carichi verticali nei punti di ancoraggio. La configurazione, le dimensioni principali e la nomenclatura adottata per il sistema di ancoraggio sono mostrati negli schemi seguenti.



Vista dall'alto della configurazione del sistema di ancoraggio. In rosso è rappresentata la piattaforma galleggiante, in verde le linee di ancoraggio e in marrone (cerchio con un segno +) i punti di ancoraggio. L'impronta dell'ancoraggio ha un raggio di circa 484 m

La pretensione nominale delle linee per questo sistema è di circa il 10% del MBL, ovvero 1300 kN.

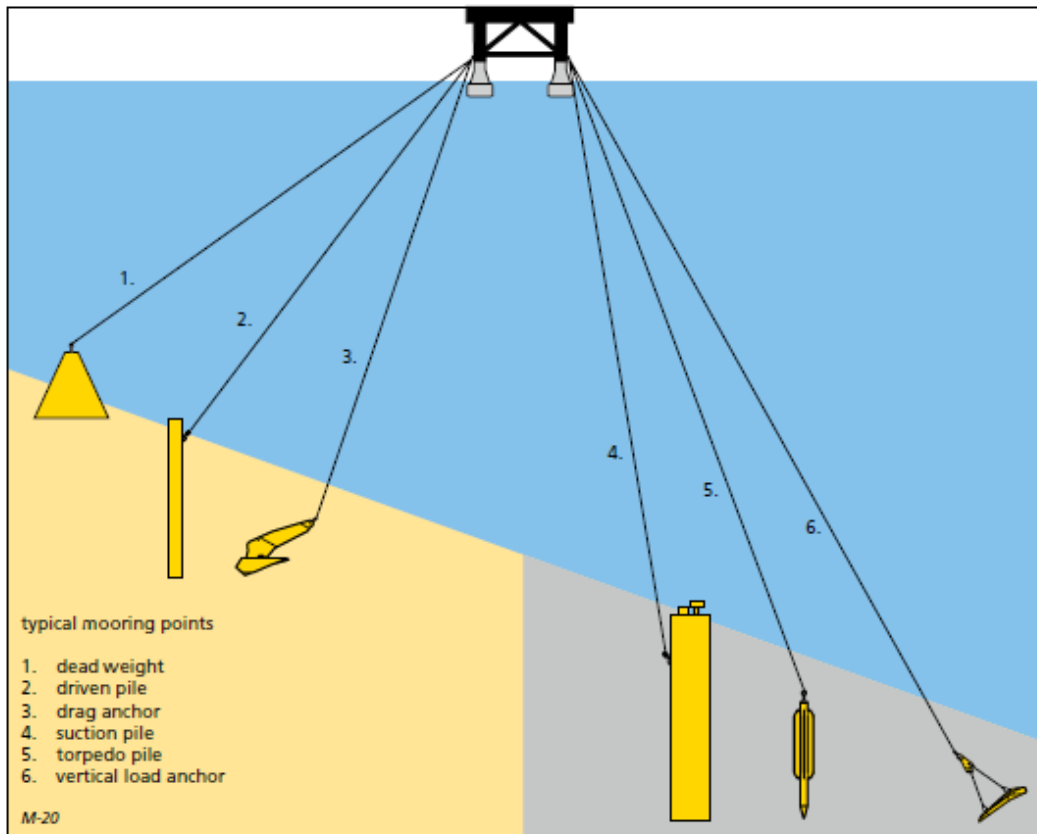


Vista frontale del sistema di ancoraggio. I segmenti di catena sono in rosso e i segmenti in poliestere sono in verde

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 strutture di fondazione galleggianti":

- 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 GRAVITÀ			
ANCORE A SUZIONE			
PALI INFISSI			
PALI TRIVELLATI			
DRAG ANCHORS			

Non applicabile
Parzialmente applicabile
Applicabile

Tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale

In base alle prospezioni geofisiche, alle caratteristiche batimetriche del fondale e alle caratteristiche del sistema di ormeggio è stata selezionata la tipologia di ancoraggio che verrà adottata nell'ambito del presente progetto.

Delle sei tipologie di ancoraggi analizzati (cfr. report di dettaglio), è stata selezionata la tipologia a pali infissi/battuti.

- **Ancore in pali 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.



Pali battuti

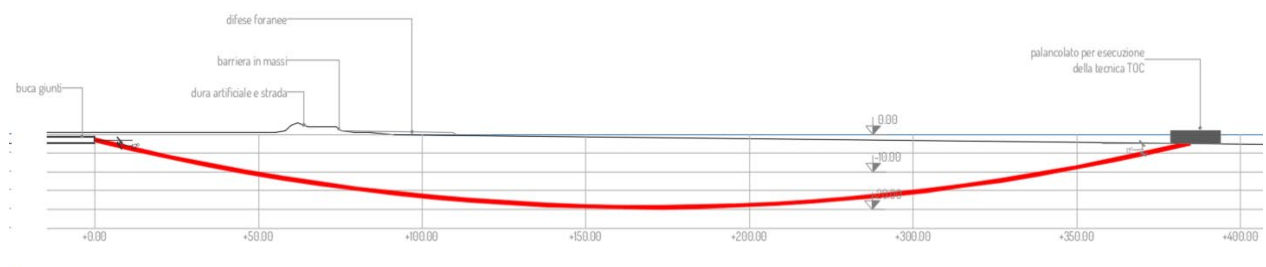
5.4 SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE

Si prevede la realizzazione di un cavidotto di collegamento tra la sottostazione offshore e il punto di sbarco a terra costituito posando un cavo tripolare.

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 sbarco il cavo sarà posizionato nel fondale marino **per circa 500 m** e fino a raggiungere una batimetria minima di 6 m tramite tecnica **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**. La lunghezza complessiva della trivellazione sarà di 715 m comprensivi sia della zona onshore che di quella offshore;



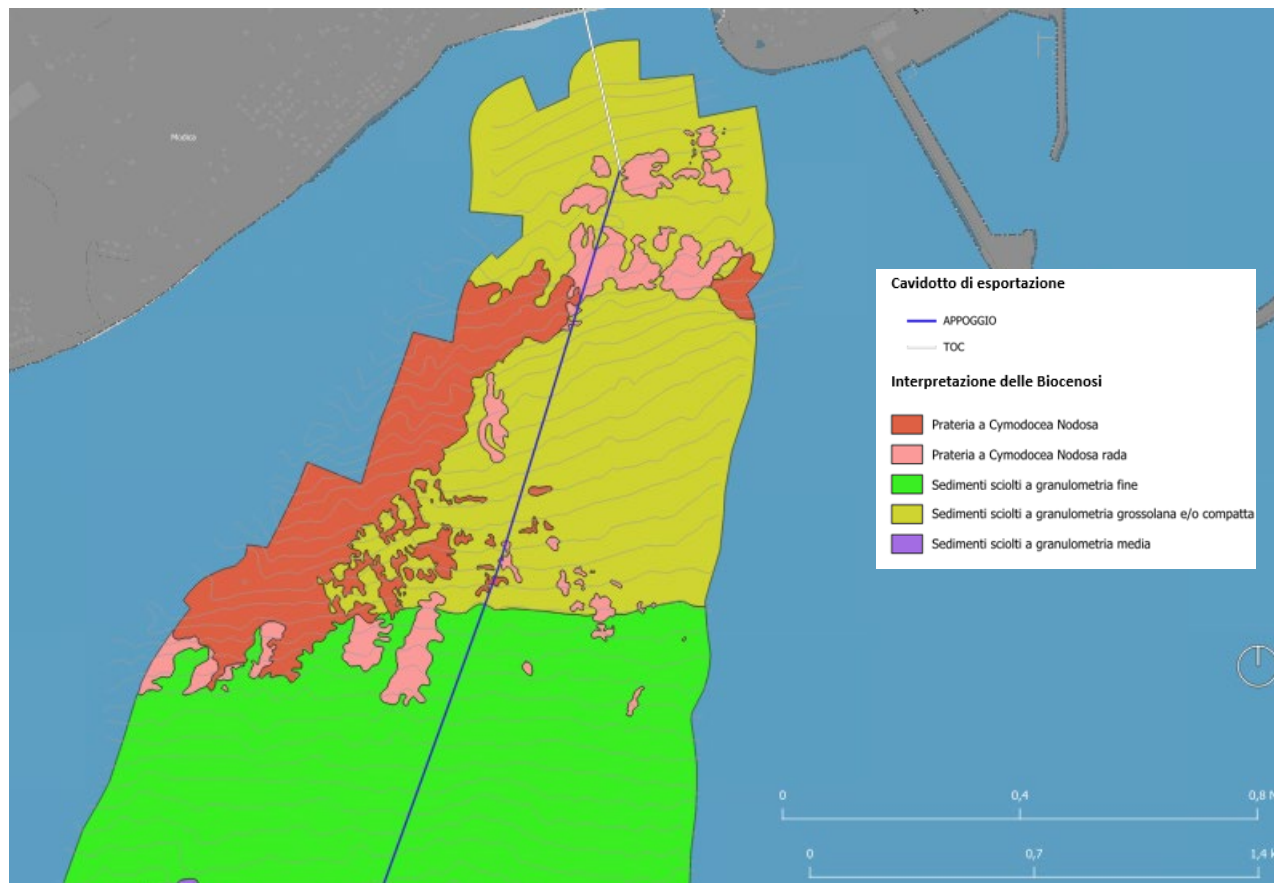
Trivellazione orizzontale controllata profilo schematico



Trivellazione orizzontale controllata, il cantiere base a terra

Questa tecnica di approdo per il cavo offshore è stata preferita rispetto all'approdo in scavo per motivi ambientali: la tecnica TOC permetterà un impatto praticamente nullo sull'habitat, riducendo le dimensioni del cantiere ed evitando interferenze con gli ecosistemi tipici del sito Rete Natura 2000 Spiaggia di Maganuco.

1. **Nel segmento successivo**, spostandosi oltre i 500 dalla costa, l'analisi cartografica e dei vincoli hanno rivelato la presenza di una prateria di *Cymodocea nodosa* che si estende fino alla profondità di quasi 24,5 metri. Per conservare questa caratteristica biocenotica, il cavidotto sottomarino sarà posato **per 3100 metri** con tecnica **dell'appoggio e protezione con gusci in ghisa**;



Posa del cavidotto marino in corrispondenza della prateria di Cymodocea nodosa





La posa di precisione mediante semplice appoggio

La tecnica di posa mediante semplice appoggio del cavo offshore è stata selezionata in base a una valutazione delle alternative ambientalmente sostenibili. La principale alternativa, consistente nella posa mediante trenching chirurgico, è stata scartata a seguito delle indagini effettuate sulla prateria di *Cymodocea nodosa* nell'area. Lo stato della prateria è infatti in regressione e la tecnica del trenching avrebbe comportato un maggiore impatto durante la fase di cantierizzazione, dovuto principalmente al taglio degli strati superficiali del fondale e al possibile aumento della torbidità locale. Queste condizioni hanno fatto propendere per una posa di precisione mediante semplice appoggio del cavo sul fondale, minimizzando l'impatto sulla prateria in regressione.



Il trenching chirurgico – esecuzione con aratro a pilotaggio manuale



Esempi di esecuzione del trenching chirurgico

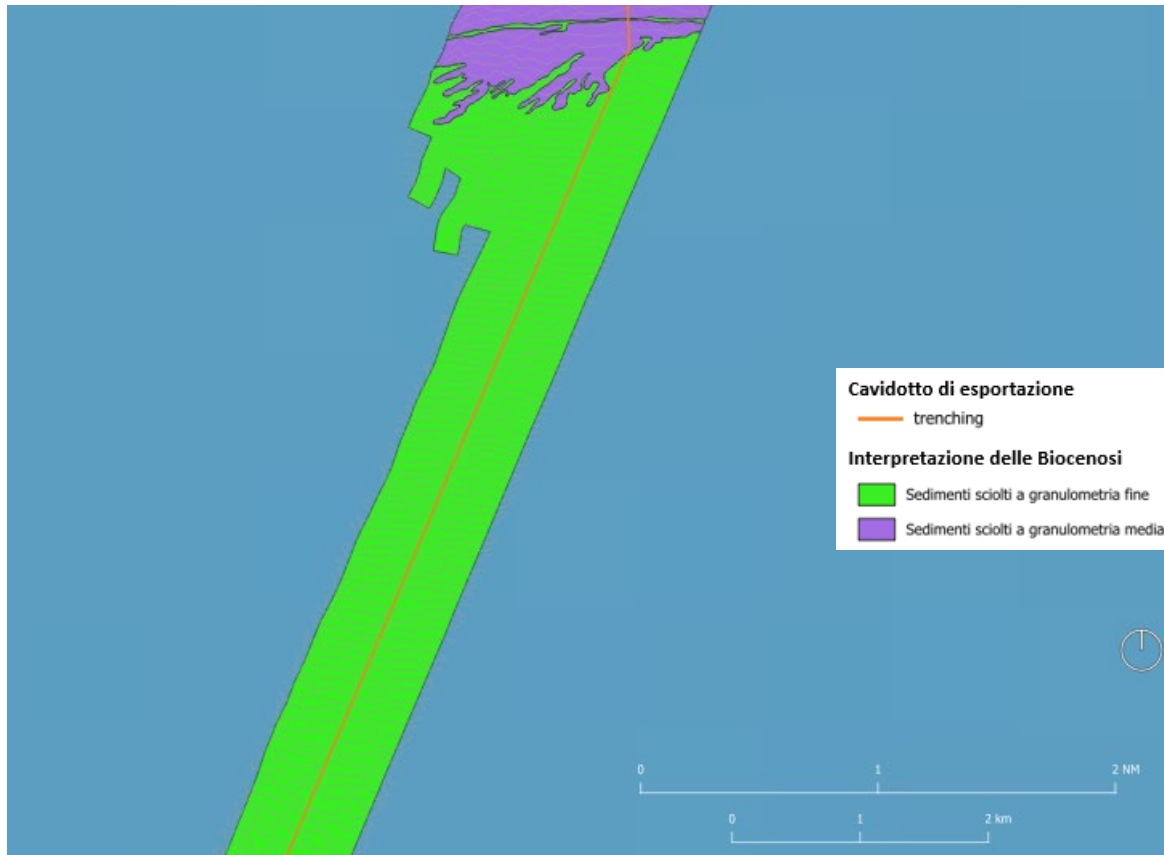
2. **Nel tratto seguente e comunque sino alla sottostazione, per una percorrenza di circa 31 chilometri (equivalenti a 16,74 NM)** che va dalla profondità di 25metri circa fino a quella di 140 metri, la posa avverrà tramite la tecnica conosciuta come **Jet Trenching**. Questa tecnica sarà utilizzata in fondali caratterizzati da depositi sedimentari sciolti, e il tracciato verrà opportunamente deviato per evitare eventuali affioramenti rocciosi.

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.

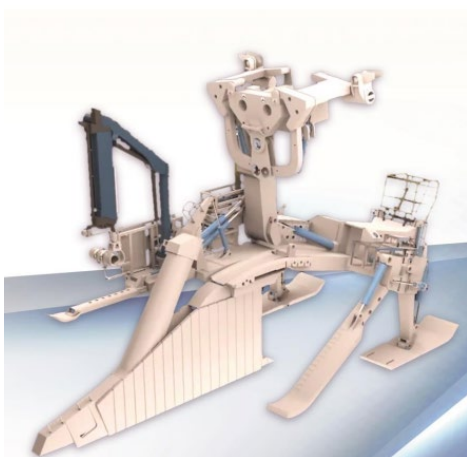
La lavorazione non richiede alcuna movimentazione del cavo sul fondo. L'operazione può essere interrotta in qualsiasi punto ed eventualmente ripresa in un punto successivo. Si prevede, per tutto lo sviluppo della posa in Jet Trenching un tempo di lavorazione di circa 16-18 giorni, da svolgere con minime 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.



Il tratto in Jet Trenching da -26 m a -138 m S.l.m.m.



Aratro marino e schema tridimensionale della trincea di scavo

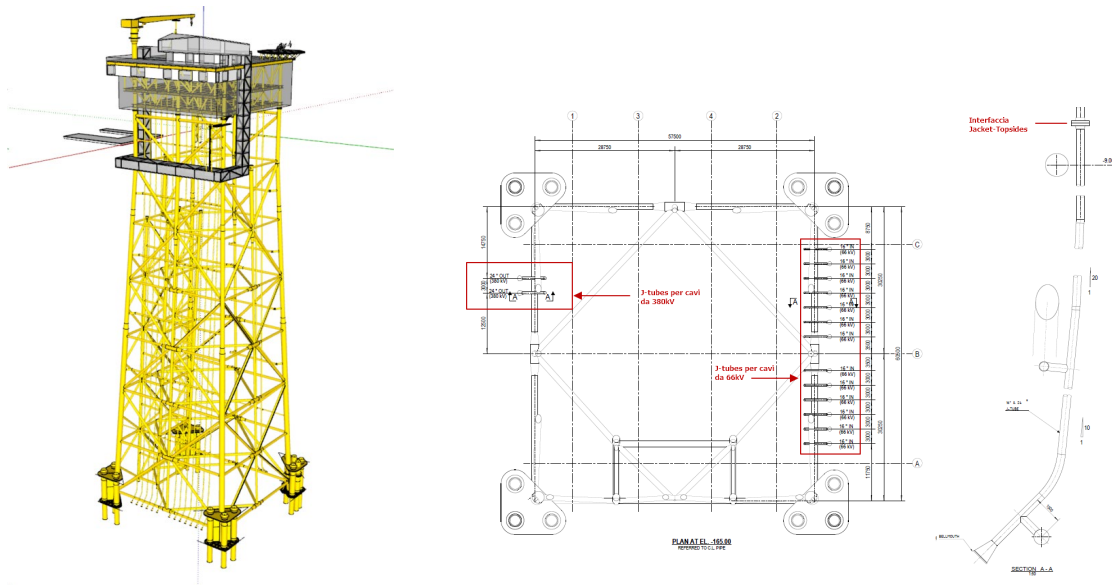
La tecnica della posa in trenching è ritenuta idonea per il tipo di fondale selezionato, inoltre è una tecnica comunemente usata in ambito offshore per la posa di cavi elettrici o di telecomunicazione.

5.5 SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

Il campo eolico di Eureka Wind 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.

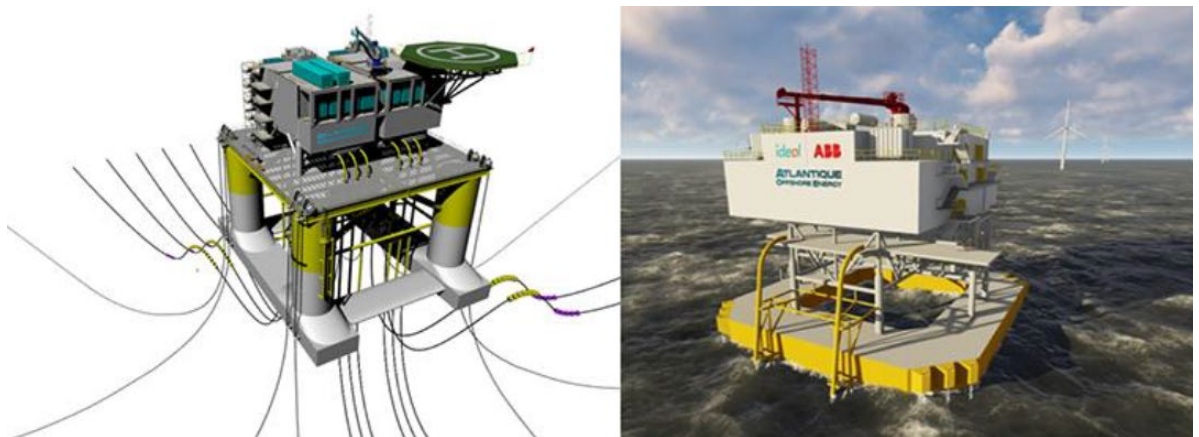
I criteri si sono orientati verso due alternative:

- La sottostazione "bottom fixed", che viene installata su un jaket di fondazione ancorato sul fondale marino ed 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 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,

Viste anche le quote batimetriche del punto selezionato che consentono l'installazione di una struttura di dimensioni standard.

Per il campo eolico Eureka Wind sarà installata una sottostazione in 140 m di profondità. Le strutture della sottostazione offshore sono di tipo fisso e sono composte dai seguenti componenti:

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

Il Jacket è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 4 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale -130 m / -150 m, a elevazione +13,3 m sul livello del mare. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali, con inclinazione 1/20, e 6 piani orizzontali con distanza massima di interpiano di 27 m.

I J-tubes sono tubi in acciaio che forniscono guida e protezione meccanica per i cavi sottomarini in risalita dal fondale, che sono contenuti al loro interno. I cavi entrano attraverso la campana predisposta sul fondo (bellmouth) e sono guidati fino a raggiungere il cable deck (+16,0 m), piano a cui si trovano i sistemi di sospensione (hang-off). All'interno della struttura del Jacket sono presenti n°8 J-tube di import da 16" e n°1 J-tube di export da 24" opportunamente vincolati alla struttura del jacket tramite un sistema di guide che limita la lunghezza delle campate libere e il rischio di vibrazioni indotte da vortici (VIV) in condizioni di corrente, onde e corrente e onde.

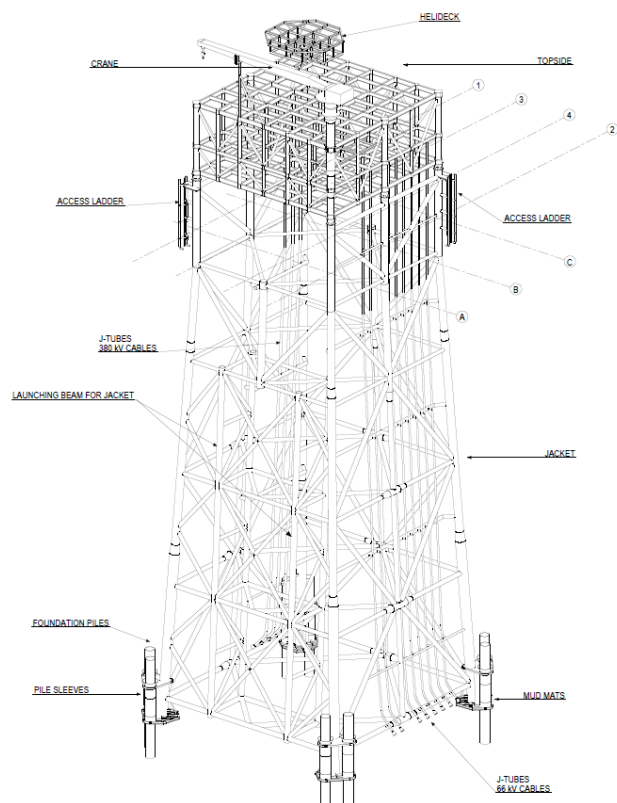
La piattaforma è dotata di due attracchi disposti sulle due gambe del Jacket per consentire l'accesso dal mare tramite Crew Transfer Vessel (CTV). Gli attracchi sono fissati alla struttura principale e pertanto saranno installati insieme al Jacket.

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

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

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

- Livello 1 – el +16,0 m - Cable deck e Main deck: piano a cui arriva la sommità dei J-tube, dedicato a fornire adeguata portata e spazio per i sistemi di pulling e per il routing dei cavi ai GIS 66 kV e 380 kV; e a cui si trovano main transformers e shunt reactors;
- Livello 2 - el. +23,0 m – Utility deck: semi-piano a cui sono alloggiati i GIS 66 kV, 380 kV e le control rooms;



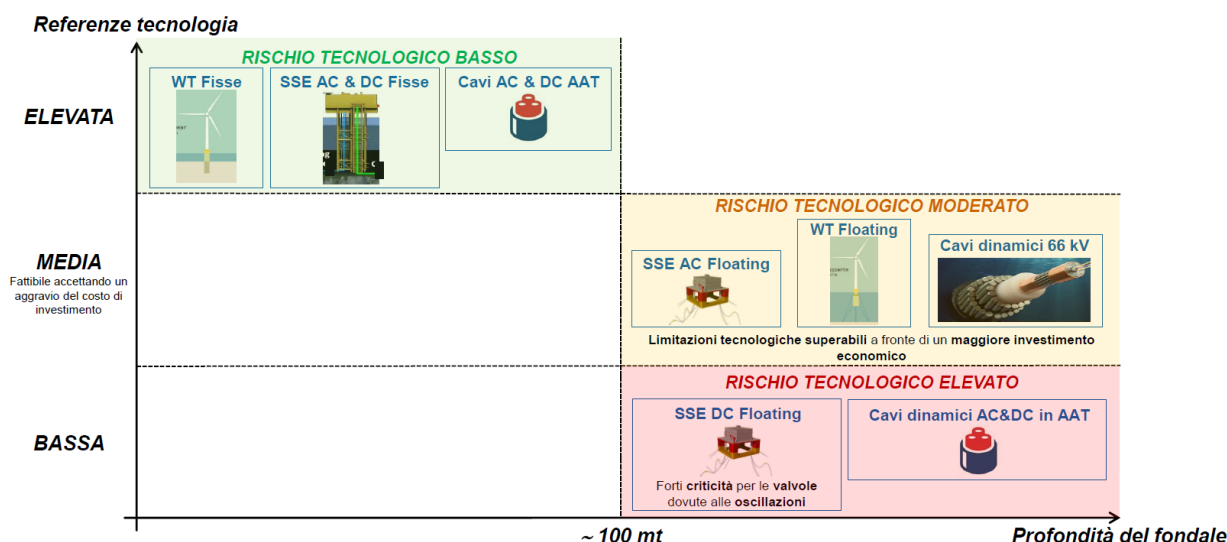
- Livello 3 - el. +28,6 m – Accommodation: semi-piano intermedio per gli alloggi;
- Livello 4 - el. +34,0 m - Weather deck: copertura di capacità portante adeguata al carico e la movimentazione di attrezzature, che alloggia i cooler dei main transformers/shunt reactors e i generatori diesel
- Livello 5 - el. +37,0 m - Helideck: piano di appontaggio per elicotteri.

Dimensioni e peso	Sottostazione
Jackets	
Altezza	153.3 m (da -140m a +13.3m da livello mare)
Ingombro complessivo alla base	67 m x 67 m
Interasse gambe in testa al Jacket	42 m x 42 m
Interasse gambe sul fondale	55 m x 55 m
N. di piani orizzontali	6
Elevazione piani orizzontali	el. -9.0m, -36.0m, -63.0m, -90.0m, -117.0m, -135.0m
Peso stimato	7700t
Pali di fondazione	
Nr pali per gamba	2
Nr pali totale	8
diametro	2000 mm - 2500 mm
lunghezza	120 m infissi per 100 m (si tenga presente che per la piattaforma Vega sono stati impiegati pali di lunghezza 90 m)
peso complessivo	3600 t (8pali)
Topsides	
Ingombro massimo previsto:	L=54.0 m, B=54.0 m, H=24.0m
Interasse colonne principali:	42.0 m x 42.0 m
N. di piani di servizio:	n.4 + n.1 eliporto
Elevazione piani di servizio dal livello mare:	+16m, +23m, +28.6m, +34m, +37m
Peso previsto al sollevamento:	5000 t

5.6 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 di sostegno a cui sono connessi. Al momento sono disponibili cavi dinamici a 66 kV e sono in corso qualifiche per cavi 150 kV.



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 adotterà 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 degli 11 cavi da 1000 mm² 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 un cavo tripolare.

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 un cavo tripolare 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) con realizzazione di un elettrodotto a 66 kV composto da 3 cavi da 180 mm, realizzazione di una sottostazione di trasformazione a terra e conferimento della energia in rete.**

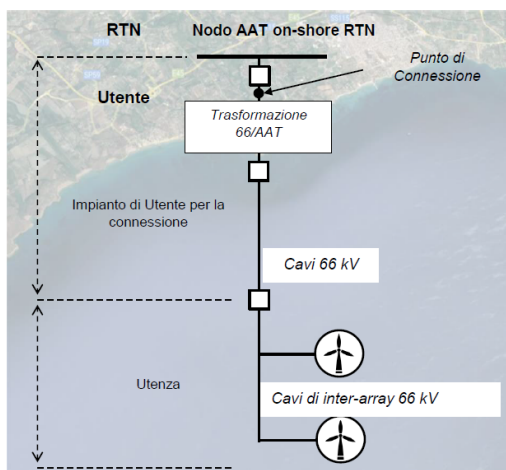
La prima ipotesi è stata scartata in quanto la realizzazione della stazione elettrica flottante costringerebbe ad utilizzare cavi dinamici a 400 kV (da esercire a 380 kV) che non sono attualmente disponibili. Volendo utilizzare i cavi dinamici da 150 kV, attualmente in fase di certificazione, si dovrebbe 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

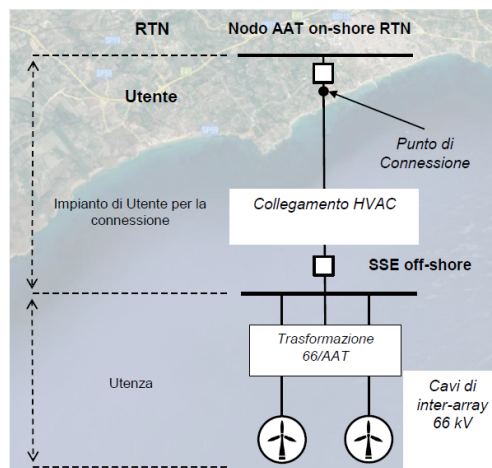
OPZIONE 1: no stazione off-shore

- 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 del 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...); la trasformazione della tensione a mare permette di trasportare a terra l'energia prodotta con un elettrodotto costituito da 1 cavo marino invece che 6 o più cavi affiancati. 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 (Cymodocea) 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.

5.7 SOTTOSTAZIONI UTENTE

Le alternative valutate per la sottostazione di utenza prevedono l'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

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 del contesto.



La sottostazione di utenza isolata in GIS – schema concettuale

6 ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE

Le alternative sui possibili interventi di compensazione sono state valutate in base ai criteri fissati dall'allegato 2 del DM 10.09.2010.

In particolare, si riportano alcuni riferimenti riguardo 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 alla sezione 6 *Interventi di compensazione e valorizzazione* del progetto definitivo.

7 CONCLUSIONI E DISCUSSIONI

Nella presente relazione e negli studi specialistici elaborati, accanto a una descrizione quali-quantitativa della tipologia dell'opera, delle scelte progettuali, dei vincoli e dei 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 a 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 Eureka Wind 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 industriale ed economico innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale** che, partendo da un'attenta analisi del contesto, ha individuato le principali azioni e gli interventi finalizzati alla **riqualificazione ambientale dei territori interessati dall'iniziativa**.

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 ultimo, è utile fornire gli elementi utili a valutare anche il panorama complessivo dei progetti offshore attualmente in fase di sviluppo in Sicilia. Negli ultimi tempi, il mercato dell'eolico offshore ha visto un notevole incremento di iniziative, e, secondo la circolare 40/2012 ancora in parte in vigore, il primo passo per avviare lo sviluppo consiste nella richiesta di concessione demaniale presso il MIMI e le Capitanerie Locali competenti e nella richiesta di connessione elettrica alla rete di trasmissione nazionale presso Terna.



Mappa TGS delle iniziative in corso (fonte: <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>), in viola l'impianto eureka wind in arancio l'impianto 7seas med



La mappa TGS indica lo sviluppo delle iniziative offshore in Sicilia. Attualmente, sono state presentate diverse richieste di concessione per l'utilizzo dello spazio marittimo al largo della Sicilia, ma in riferimento a esse, solo il progetto "7 Seas Med" che prevede la realizzazione del primo parco eolico galleggiante nel Mediterraneo con una potenza di 250 MW ha correttamente avviato l'iter autorizzativo per il rilascio della Autorizzazione Unica e recentemente ottenuto il decreto a firma del MASE e del MIC di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) (fonte:<https://map.4coffshore.com/offshorewind/>). Tutti gli altri progetti indicati nella mappa non hanno ancora avviato l'iter per la valutazione di impatto ambientale, se non quello utile alla definizione dei contenuti del SIA (cosiddetto "scoping"), pertanto a eccezione del progetto 7 Seas Med, nessun altro potrà essere considerato per la valutazione degli impatti cumulativi con il progetto Eureka.

In ogni caso, il progetto 7 Seas Med ha una distanza superiore alle 200 miglia nautiche rispetto a Eureka Wind, pertanto non si prevedono impatti cumulativi.

Eureka Wind è stato posizionato cercando di trovare un equilibrio ottimale tra la necessità di ridurre al minimo la visibilità e la presenza di fondali adatti. Un altro aspetto rilevante considerato per il dimensionamento dell'infrastruttura descritta nel SIA è la capacità di carico della rete elettrica nazionale in Sicilia, con l'obiettivo di rendere l'impianto realmente realizzabile, conforme agli obiettivi europei e cantierabile utilizzando le infrastrutture locali.