

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

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



SIA.S ELABORATI GENERALI

S.5 Analisi delle alternative

REV.	DATA	DESCRIZIONE
01	05/23	int volon



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
4	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	6
4.1	IL PROGETTO POWERED	6
4.2	DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA	8
4.3	BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI	9
4.4	DISTANZA DALLA COSTA, IMPATTO SULLA PESCA LOCALE E SUL PAESAGGIO	11
4.5	VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERATI	12
4.6	COMPATIBILITÀ CON LE PRINCIPALI ROTTE ED IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA ED INGRESSO DAI PORTI ADRIATICI	12
4.7	INTERFERENZA CON ALTRE OPERE E SERVIZI OFFSHORE	13
4.8	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE	14
4.9	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL TRACCIATO DELL'ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE	15
5	ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI	19
5.1	ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	19
5.2	ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO	22
5.2.1	<i>sistemi di ormeggio alternative e scelte progettuali</i>	22
5.2.2	<i>Tipologie di ancoraggi</i>	23
5.3	SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE	26
5.4	ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE	28
5.4.1	<i>Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)</i>	29
5.4.2	<i>Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione</i>	31
5.4.3	<i>Posa in trincea</i>	32
5.5	L'ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE A TERRA	32
5.6	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI	33
6	ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE	34
7	CONCLUSIONI	37

1 PREMESSA

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

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

Queste considerazioni attraversano tutte le principali scelte progettuali fatte, sia in termini tecnologici che di individuazione del sito, ed hanno portato alla definizione della proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica della potenza nominale di 525 MW costituito da 35 aerogeneratori e da una sottostazione elettrica di trasformazione 66/380 kV installati su fondazioni flottanti nel Mare Adriatico meridionale e di un elettrodotto di connessione a 380 KV localizzato in parte a mare in parte a terra.

1.1 L'ANALISI DELLE ALTERNATIVE

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

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

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

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

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

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

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

2 ALTERNATIVE STRATEGICHE

2.1 LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE

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

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

Per trasformare gli obiettivi climatici in legislazione è stato approntato **il pacchetto Pronti per il 55% (FF55 - FIT for 55%)**: un insieme di proposte riguardanti nuove normative dell'UE con cui l'Unione e i suoi 27 Stati membri intendono conseguire l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030. Il pacchetto FF55 comprende una proposta di revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili. La proposta intende aumentare l'attuale obiettivo a livello dell'UE, pari ad almeno il 32% di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo, portandolo ad almeno il 40% entro il 2030.

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

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

2.2 LE POLITICHE NAZIONALI

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

Secondo il **"Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)"**, recentemente presentato da TERNA e SNAM, nello scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 si prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. Tale scenario, che considera dei target di potenza installata superiori al PNIEC, **prevede l'installazione di 8,5 GW di impianti eolici offshore.**

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

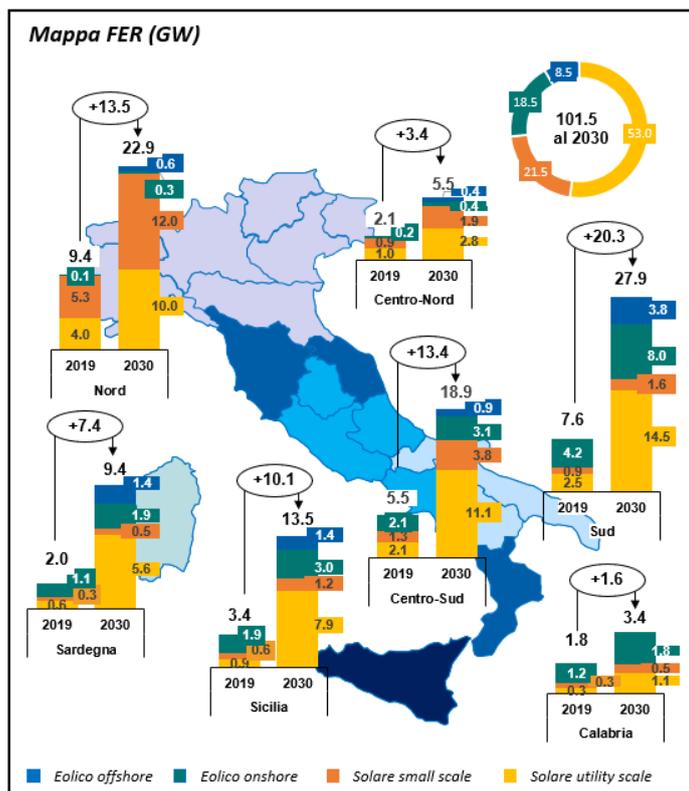


Figura 2.1: ripartizione per zone degli obiettivi di potenza installata nello scenario FF50 del DDS 22

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 subito 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 ed il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;

Si rimanda, quindi, ai successivi paragrafi per l'analisi delle alternative di localizzazione, strutturali o di processo e di compensazione.

4 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

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

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

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

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

4.1 IL PROGETTO POWERED

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

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

Di particolare interesse sono le risultanze dei Work Package 4 (WP4), valutazione sperimentale e numerica della risorsa del vento nel bacino Adriatico, e Work Package 5 (WP5), analisi e valutazione sperimentale delle problematiche ambientali, infrastrutturali, energetiche e tecnologiche, coordinati dall'Università Politecnica delle Marche, che pertanto meritano uno specifico approfondimento.

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

off-shore sono allocate nella porzione meridionale del Mare Adriatico e sullo Ionio con una evidente prevalenza dei tratti di mare prospicienti la costa salentina.

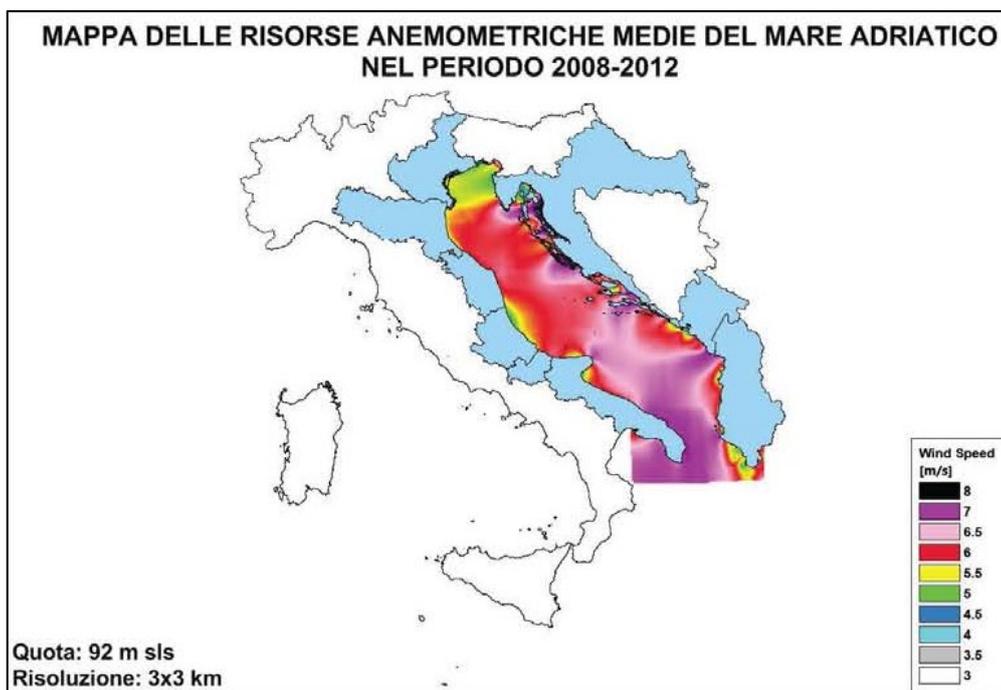


Figura 4.1: Mappa del Vento nel Mare Adriatico – Powered

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

Nel report conclusivo del WP5 (cap. 5) si riportano delle mappe tematiche riepilogative utili ad **analizzare in termini cumulativi i potenziali conflitti** (ambientali e non) **tra l'eventuale centrale eolica offshore e l'area circostante** e tra queste alcune sono dedicate proprio alla Puglia (Figura 4.2). Dallo studio si evince che lo specchio d'acqua prospiciente la costa salentina è quasi interamente caratterizzato da un basso livello di conflitti; pertanto, i successivi approfondimenti si sono concentrati sul tratto di mare Adriatico prospiciente il Salento.

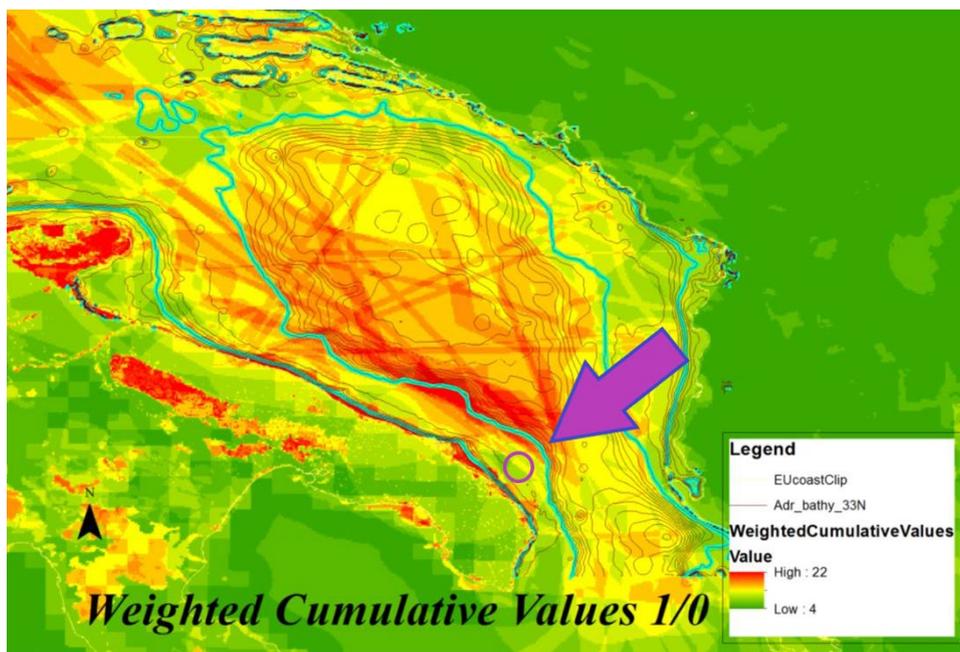


Figura 4.2: Mappa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore (area cerchiata) e l'area circostante estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA. In celeste sono evidenziate le curve batimetriche a 40 m e 200 m.

4.2 DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA

Tutti gli studi ed i dati disponibili concordano nel ritenere che le aree prese in esame prospicienti la costa salentina sono quelle con maggiore disponibilità di risorsa anemometrica in tutto l'Adriatico. Si riportano di seguito alcune immagini tratte dall'atlante eolico della società "Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA", e dal "New European Wind Atlas (NEWA)" con le velocità del vento annue medie a 150 m

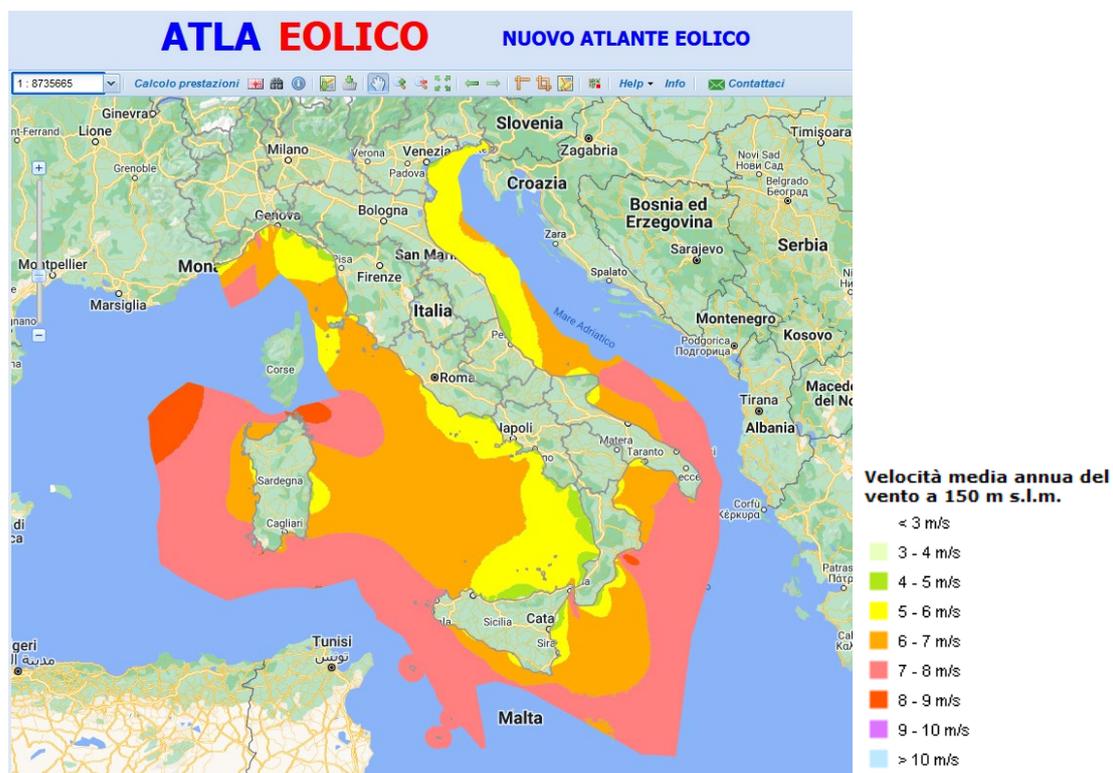


Figura 4.3: velocità media annua del vento a 150 m – tratta dall'atlante eolico della società RSE SpA

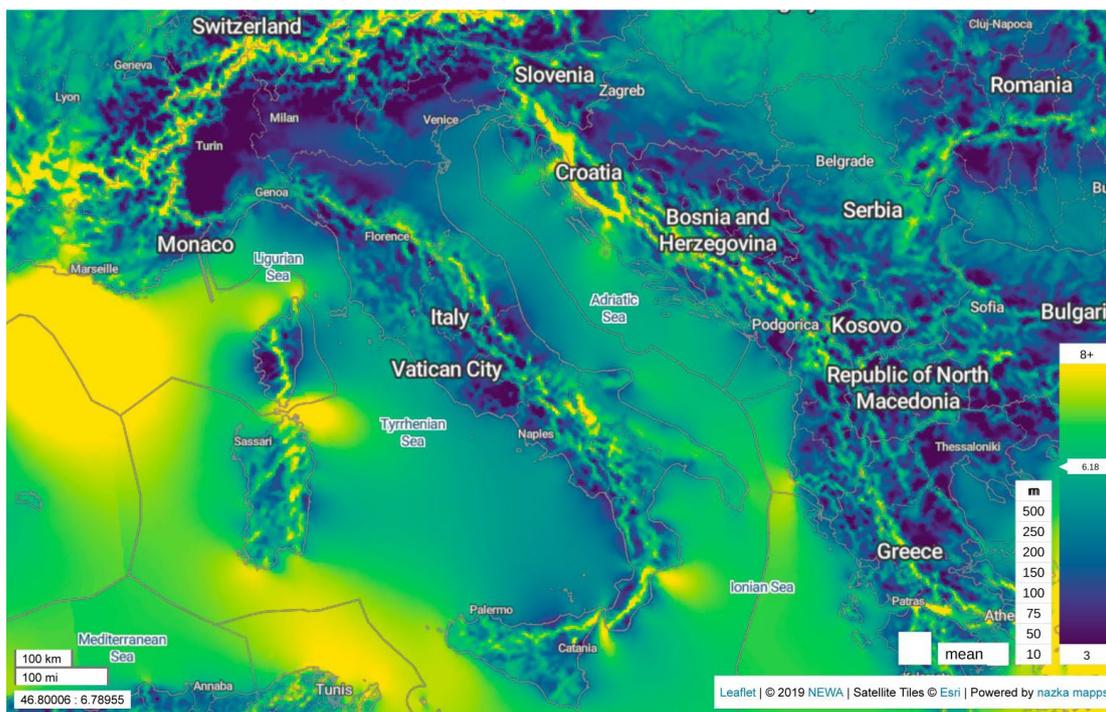


Figura 4.4: velocità media annua del vento a 150 m - tratta dal sito del progetto NEWA

4.3 BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI

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

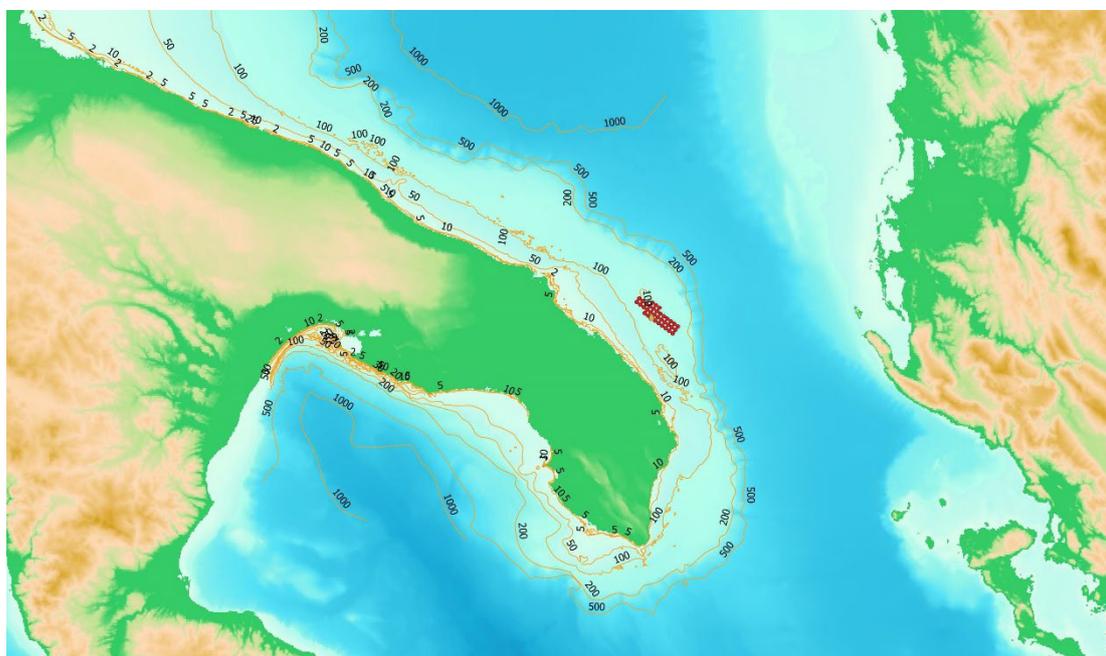


Figura 4.5: carta batimetrica (fonte GEBCO e Regione Puglia)

Da una rapida analisi della carta proposta, si evidenzia come il mare Adriatico nel settore considerato raggiunge profondità molto elevate che superano i -1200 m all'interno della fossa dell'Adriatico meridionale posta al centro tra Bari e Dubrovnik. Proseguendo verso sud, il fondale marino risale fino a -780m per formare la soglia di Otranto al confine con il Mar Ionio. In particolare, si assiste ad un aumento molto rapido

della profondità del fondale a partire dalla isobata dei -200m. Tale delimitazione coincide con il ciglio della scarpata che delimita la piattaforma continentale.

Nella definizione dell'area di progetto, in via preliminare, si è scelto di considerare solo le aree interne alla piattaforma continentale e quindi a profondità inferiore ai 200 e comunque di mantenere una distanza di sicurezza dal ciglio di scarpata.

Ciò per due ragioni fondamentali:

1. Per quanto la realizzazione degli impianti offshore su piattaforme galleggianti possano, teoricamente, essere installati in siti di qualsiasi batimetria è del tutto evidente che batimetrie troppo elevate possono comportare necessità di sistemi di ormeggio e ancoraggio più complessi e onerosi. D'altra parte, trattandosi di tecnologie che hanno raggiunto solo in tempi recenti un livello di maturità tecnologica affidabile, si è scelto di considerare, nella scelta del sito, aree con caratteristiche morfologiche confrontabili con i siti utilizzati negli impianti dimostrativi finora realizzati o in costruzione e tutti i parchi eolici galleggianti già operativi (9) o in fase di sviluppo (21) censiti si attestano su batimetrie inferiori a 200 m, come mostrato nella tabella che segue;

Nazione	Nome	MW (tot)	Azienda	Tipo di configurazione	Classificazione	Stato	Profondità (media) acqua	Num. di turbine	MW (singola)	Data operativa
Norvegia	Zefyros (fmr Hywind I)	2.3	Unitech	Hywind I	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	107	1	2.3	2009
Giappone	FRegno Unitouchima Ph1	2	Marubeni	Compact Semisub	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	Operativa	121	1	2	2013
Giappone	FRegno Unitouchima Ph2	5	Marubeni	Advanced Spar	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	121	1	5	2015
Giappone	Toda Sakiyama Demo	2	Toda Corporation	Toda Spar	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	97	1	2	2016
Regno Unito	Hywind Scotland	30	Equinor	Hywind II	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	105	5	6	2017
Francia	Floatgen	2	Floatgen	Ideal Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiata con specchio d'acqua smorzante)	Operativa	33	1	2	2018
Giappone	Hibiki	3	NEDO, Marubeni	Ideal Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiata con specchio d'acqua smorzante)	Operativa	55	1	3	2018
Regno Unito	Kincardine Tranche 1	2	KOVL	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	Operativa	70	1	2	2018
Portogallo	WindFloat Atlantic	25.2	Principle Power	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	Operativa	92	3	8.4	2019
Cina	Yangtze West Shapa	5.5	Cina Three Gorges	TBD		In costruzione	29	1	5.5	2021
Giappone	Nezzy Demonstrator	6	Marubeni	SCD Nezzy	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	60	1	6	2021
Regno Unito	Kincardine Tranche 2	47.5	KOVL	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	70	5	9.5	2021
Spagna	DemoSATH	2	RWE/Saited	Saitec SATH	Waterplane-stabilised (barge)	In costruzione	85	1	2	2021
Norvegia	TetraSpar Demo	3.6	Shell/RWE/Stiesdal	TetraSpar	Stabilizzata da zavorra ("Pendolo")	In costruzione	200	1	3.6	2021
Francia	Eolink	5	Eolink	Eolink Demonstrator	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	30	1	5	2022
Francia	EolMed (Gruissan)	30	Total Quadran	Ideal Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiata con specchio d'acqua smorzante)	In costruzione	62	3	10	2022
Francia	Groix & Belle-Ile	28.5	Shell / EOLFI	Naval Energies Star	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	62	3	9.5	2022
Francia	BFGL Leucate	30	Ocean Winds	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	72	3	10	2022
Spagna	Plocan Canary	4.6	WunderHexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	80	1	2.3	2022
Irlanda	AFLOWTH Hexafloat	6	EMEC	Sapem Hexafloat	Stabilizzata da zavorra ("Pendolo")	In costruzione	87	1	6	2022
Francia	Provence Grand Large	24	EDF, Enbridge	SBM TLP	Stabilizzata da sistemi di ormeggio (TLP)	In costruzione	100	3	8	2022
Corea del Sud	Donghae TwinWind	200	Shell/Coen/Hexicon	Hexacon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	160	20	10	2025
Corea del Sud	Gray Whale	500	Total/GIG (Macquarie)	TBD		In costruzione	150	50	10	2026
Norvegia	SeaTwirl S2	1	SeaTwirl	SeaTwirl 2		In costruzione	100	1	1	2022
Norvegia	Flagship	10	Iberdrola/Olav Olsen	OO-Star Wind Floater	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	107	1	10	2022
Norvegia	Hywind Tampen	88	Equinor/SSC	Hywind III	Stabilizzata da zavorra (Spar)	In costruzione	280	11	8	2022
USA	New Engl. Aqua Ventus I	12	RWE/Diamond4/Umaine	VolturnUS	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	85	2	6	2023
Regno Unito	Dounreay Tri II	100	Hexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	85	5	20	2024
Regno Unito	Dolphyn Hydrog. Demo	2	ERM	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	100	1	2	2024
USA	Cademo (VAB)	60	Cierco	TBD		In costruzione	130	4		2023

2. La Carta geologica dei mari italiani dell'ISPRA non copre l'Adriatico Meridionale, d'altra parte ragioni di sicurezza finalizzate a garantire un sicuro ancoraggio degli aerogeneratori spingono ad evitare aree soggette a rischio potenziale di eventi franosi quali appunto il ciglio della scarpata continentale dal quale, per l'appunto, si è scelto di mantenere una opportuna distanza

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

La costa salentina e il tratto di mare prospiciente rappresentano un'area caratterizzata da un'intensa attività antropica legata all'ambiente marino. Esiste una importante economia locale legata alla pesca ed al turismo. Considerazioni socioeconomiche, unitamente ad una precisa volontà di ridurre al minimo l'intervisibilità e la percettibilità delle opere a mare hanno spinto ad escludere completamente dalle aree eleggibili la fascia di 15 km in prossimità della costa.

Questa scelta permette infatti contemporaneamente di conseguire:

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

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

Nell'immagine che segue si riporta la Distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo in Italia (fonte MIPAAF – SID) con evidenziato il buffer di 15 km dalla costa e la isobata del 200 m. La cartografia non permette di apprezzare la distinzione tra le tipologie di pesca, d'altra parte è evidente che le aree di maggiore pressione dovuta alla pesca sono concentrate nella fascia più prossima alla costa, grossomodo interna al buffer dei 15 km e dietro la isobata dei 200 lungo la scarpata continentale. Anche guardando questa carta il parco eolico risulta correttamente localizzato in modo da minimizzare ogni interferenza con la pesca.

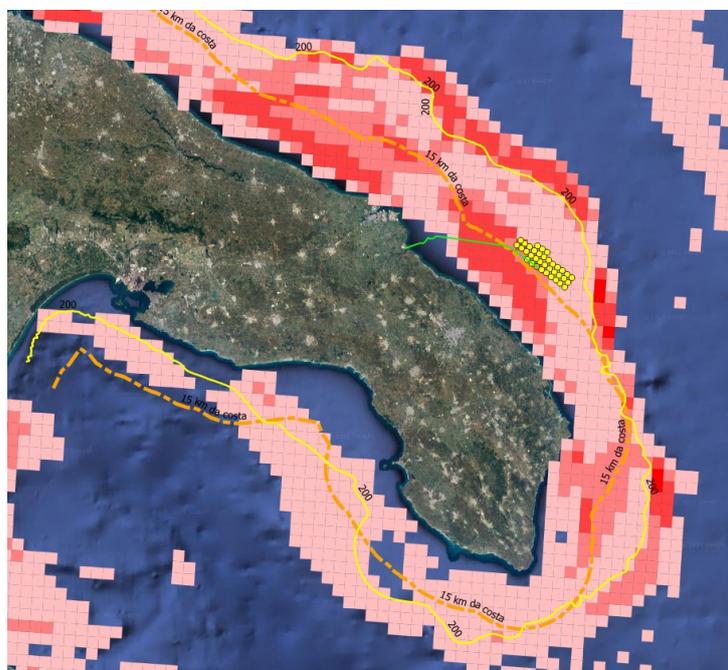


Figura 4.6: sforzo di pesca medio annuo

Dal punto di vista paesaggistico è del tutto evidente che più ci si allontana dalla costa e meno si altera il paesaggio. D'altra parte, nel definire l'area di localizzazione dell'impianto bisogna contemperare una pluralità di fattori: la batimetria, prima di tutto, insieme con gli ulteriori vincoli presenti nel tratto di mare che

costeggia il Salento (vedi paragrafo 4.5) non permettono di ubicare il parco oltre una certa distanza dalla costa: nello specifico l'area di potenziale ubicazione è stata individuata in una fascia compresa tra i 16 e i 25 km dalla costa, all'interno delle acque territoriali.

4.5 VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERATI

Nelle successive immagini vengono visualizzate alcune mappe con riportati vincoli di diversa natura che, per ragioni diverse, rappresentano aree non idonee per la localizzazione dell'impianto. Si riportano nello specifico:

- le aree interessate da vincoli ambientali (aree protette e SIC) che include anche le aree su cui il vincolo è in fase di definizione,
- i vincoli militari e un'area circolare destinata al rilascio di esplosivi secondo carta nautica IGMI
- le aree interessate da titoli minerari in essere quali permessi di ricerca idrocarburi e concessioni di coltivazione e aree ritenute idonee per le attività di prospezione e di ricerca e coltivazione di idrocarburi nel PITSAI (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee).

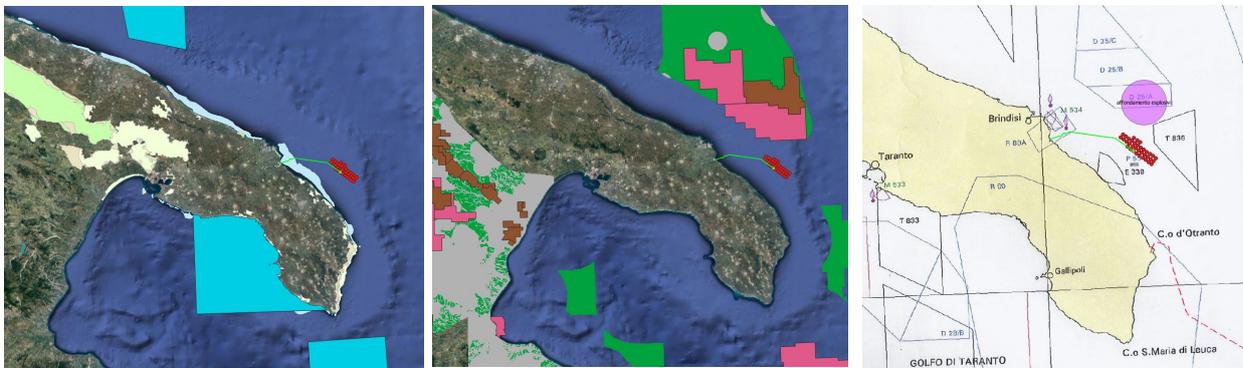


Figura 4.7: vincolo ambientali, minerari e militari

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

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

Non potendo in alcun modo evitare l'interferenza con il corridoio principale diretto lungo l'asse nord ovest - sud est, a meno di non contraddire alle assunzioni presentate nei paragrafi che precedono, si è cercato di contenerla al minimo riducendo l'ampiezza della fascia di mare parallela alla costa interessata del parco eolico proposto: in questo modo si permettere al traffico navale di dividersi lungo due corridoi, uno posto tra il parco eolico proposto e la costa, ed un secondo più esterno allocato dietro l'area interessata. Si è poi cercato di non interferire con le rotte che attraversano le due sponde dell'Adriatico e con i corridoi in entrata ed in uscita dal porto di Brindisi mantenendo una adeguata interdistanza dall'area portuale.

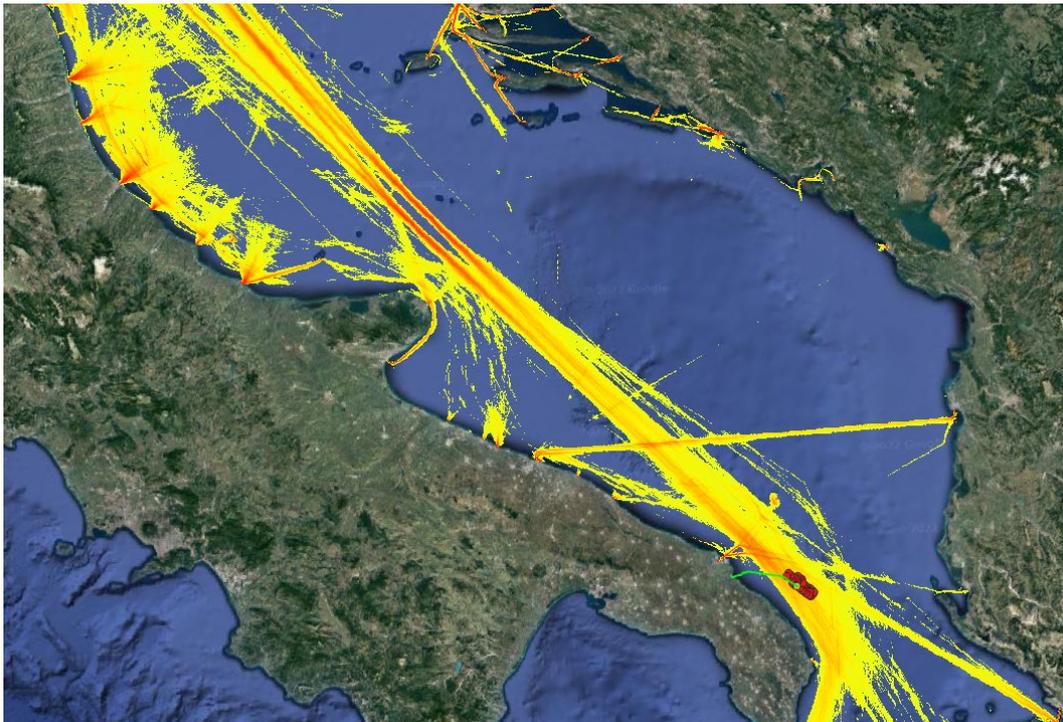


Figura 4.8: traffico marino (fonte Adriplan)

Il successivo studio basato sull'analisi di dettagli dei tracciati AIS presentato nell'elaborato ES.6.1 "Valutazione dell'impatto sulle condizioni di navigazione" da conto e verifica localmente il rispetto dei criteri generali sopra enunciati.

4.7 INTERFERENZA CON ALTRE OPERE E SERVIZI OFFSHORE

Vi sono due importanti infrastrutture lineari offshore situate lungo la costa salentina: la Trans Adriatic Pipeline (TAP) e l'elettrodotto HVDC Italia-Grecia:

- La TAP parte dalla spiaggia di San Foca nel comune di Melendugno e attraversa l'Adriatico per approdare in Albania.
- L'elettrodotto parte invece dalla Sottostazione Elettrica di Galatina, si immerge nell'Adriatico nei pressi di Otranto e prosegue poi fino in Grecia.

Entrambe sono opere strategiche e pertanto si è scelto di evitare ogni interferenza collocando il parco in modo da non dover attraversare tali opere preesistenti.



Figura 4.9: tracciato della TAP (a sinistra) e dell'elettrodotto Italia Grecia (a destra)

4.8 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE

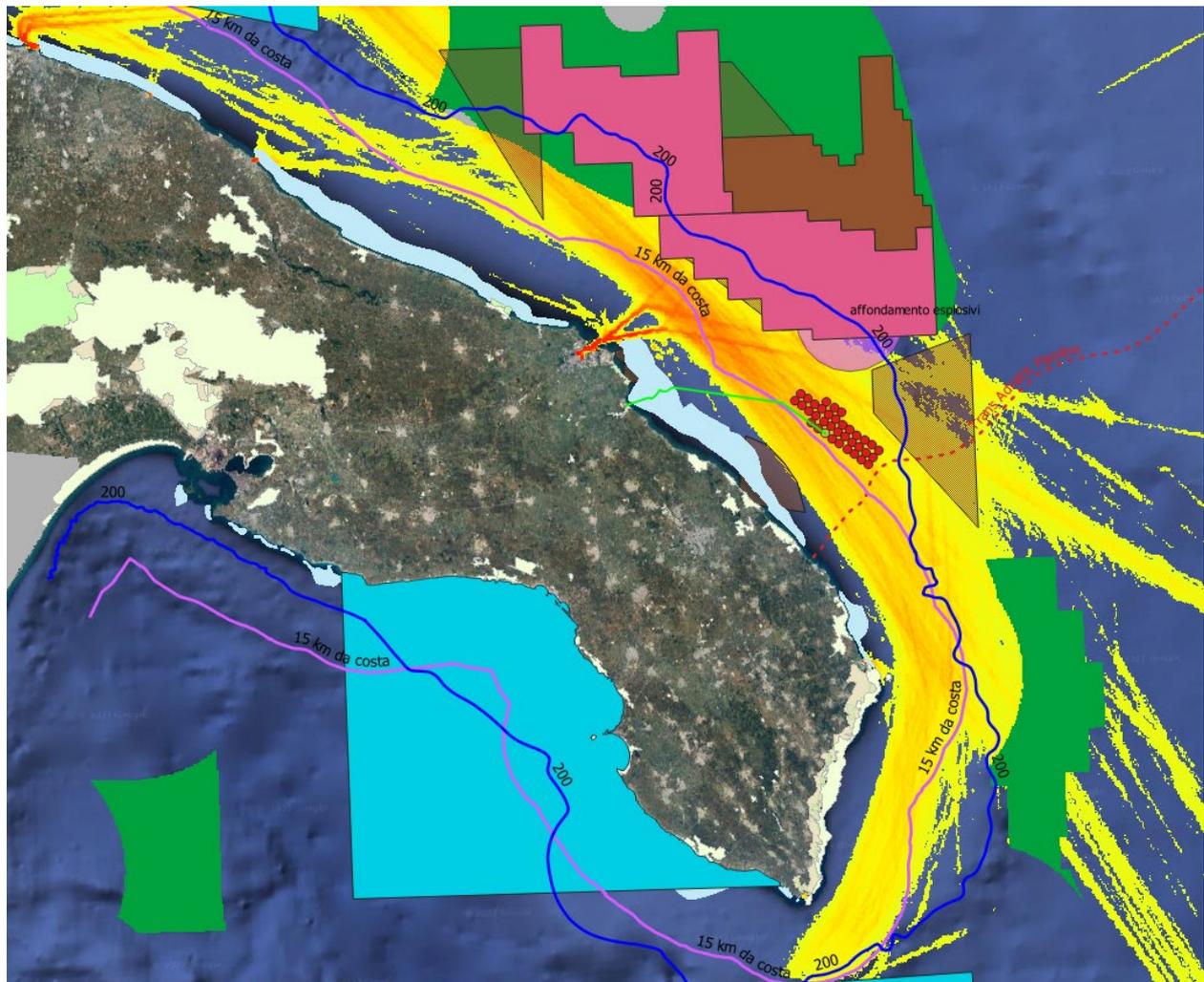


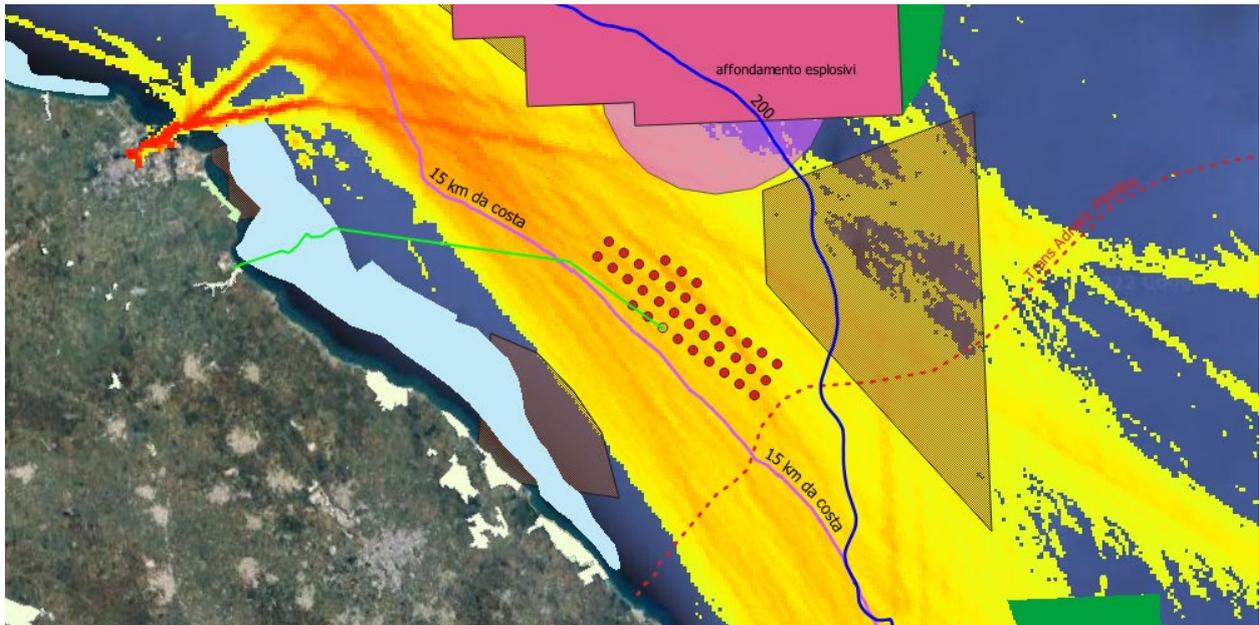
Figura 4.10: sovrapposizione cartografica dei vincoli e delle aree con criticità rilevanti ai fini della localizzazione del parco

La scelta finale dello specchio d'acqua è pertanto il risultato della valutazione di tutti i fattori finora presentati. Nella figura proposta si è provato a sovrapporre cartograficamente tutte le aree a criticità rilevante considerate.

Osservando la mappa si nota che la costa ionica salentina appare per lo più caratterizzata da batimetrie troppo spinte e comunque non compatibili con il criterio di distanza minima dalla costa individuato (15 km); d'altra parte le, pur limitate, aree elegibili, almeno in base a questi due criteri, risultano interessate da una diffusa vincolistica che le rende assolutamente inadatte.

,Lungo il tratto di mare Adriatico, la linea batimetrica dei 200 m e la linea dei 15 km dalla costa si separano per ampi tratti sono presenti importanti specchi d'acqua potenzialmente idonei, almeno sulla base dei due criteri citati. Tutto l'Adriatico è però caratterizzato da una diffusa presenza di vincoli e da una intensa attività antropica (pesca, turismo, navigazione, usi minerari, usi militari, ecc). Si rende pertanto necessaria una valutazione di dettaglio su scala ridotta. A tal proposito si evidenzia che il parco eolico offshore proposto non intende saturare l'intera potenza che si prevede installare lungo le coste pugliesi per raggiungere gli obiettivi climatici europei Fit to 55 presentati nella prima parte della presente relazione (525 MW a fronte di 3,8 GW pianificati).

Nella successiva disamina ci si concentrerà pertanto nell'area circostante il sito d'impianto compresa tra Brindisi e Otranto.



Osservando la cartografia proposta si nota che lo specchio di mare considerato è senz'altro il più adatto sia sotto il profilo vincolistico che di compatibilità con gli altri usi del mare. L'area infatti è delimitata:

- lungo la direttrice nord ovest – sud est dai due nuovi corridoi previsti per il traffico navale, uno, verso terra, orientato lungo il profilo della costa italiana ed uno, lato mare, lungo l'attuale rotta tra Brindisi e la Grecia,
- sempre lungo la direttrice nord ovest – sud est dalla linea limite dei 15 km dalla costa e dai vincoli militari e minerari a nord
- lungo la direttrice nord est- sud ovest, e quindi in direzione trasversale alla costa, dalla TAP e dal porto di Brindisi con i relativi corridoi in uscita ed in ingresso

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

4.9 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL TRACCIATO DELL'ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE

Per quanto concerne le opere di connessione ed in particolare il cavidotto marino che collega il parco eolico offshore alla Stazione Elettrica di Brindisi si è scelto innanzitutto un punto di approdo fuori dai vincoli naturali, prossimo alla stazione RTN di TERNA in modo da minimizzare gli impatti delle opere a terra e facilmente accessibile da strade pubbliche per evidenti esigenze tecniche. La scelta è ricaduta su un punto della costa immediatamente a sud della centrale elettrica Enel di Cerano, su un luogo quindi di scarsa rilevanza paesaggistica, che riassumeva tutte le caratteristiche sopra descritte. Osservando la mappa in figura risulta che l'unica alternativa possibile corrisponde al tratto di costa immediatamente a nord della Centrale di Cerano. La scelta tra le due possibili aree di approdo è definita in base alle successive considerazioni in merito al tracciato dell'elettrodotto marino.



Figura 4.11: inquadramento ambientale dell'area del caviodotto

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

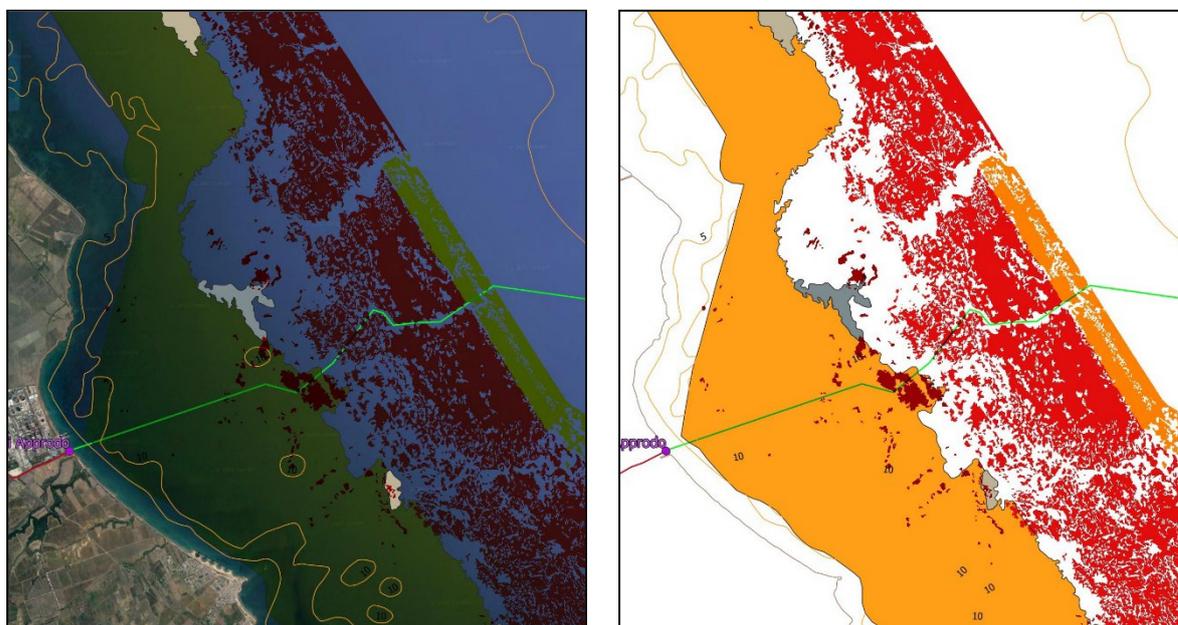


Figura 4.12: particolare delle aree attraversate dall'elettrodotta di connessione su cartografia delle praterie di posidonia oceanica (CRISMA) e delle biostrutture marine (Biomap)

Con riferimento all'attraversamento delle aree caratterizzate dalla presenza di posidonia oceanica si è ipotizzato di seguire un percorso cavo similare al percorso già proposto dalla TG Energie Rinnovabili s.r.l. per un impianto eolico offshore posto a sud di Brindisi valutato positivamente dal CT VIA e finora non

realizzato. La TG Energie Rinnovabili s.r.l. aveva previsto la costruzione di un impianto eolico su fondazioni fisse tutto allocato all'interno dell'area vincolata con una diffusa rete di cavi in quel tratto di mare. Di conseguenza ha dovuto realizzare delle indagini marine su un'area molto ampia all'interno del posidonieto, indagini poi confluite nel SIA e disponibili proprio sul sito predisposto dal Ministero dell'Ambiente per le Valutazioni Ambientali. Si è così potuto valutare e scegliere il percorso cavi migliore. Ovviamente il cavodotto sarà posato a distanza sufficiente dall'altro elettrodotto nel rispetto della concessione demaniale già in essere.



Figura 4.13: percorso elettrodotto di connessione con impianti eolici Iron Solar e TG Energie Rinnovabili



Figura 4.14: elaborati grafici del progetto dell'impianto eolico offshore di Brindisi – proponente TG Energie Rinnovabili con rilievi della Poseidonia e delle biocostruzioni presenti

L'area interessata dalle opere in progetto è stata interessata nel mese di Luglio 2022 da rilievi geoaustici con strumentazione Side Scan Sonar e Multibeam che hanno confermato la validità del tracciato proposto.

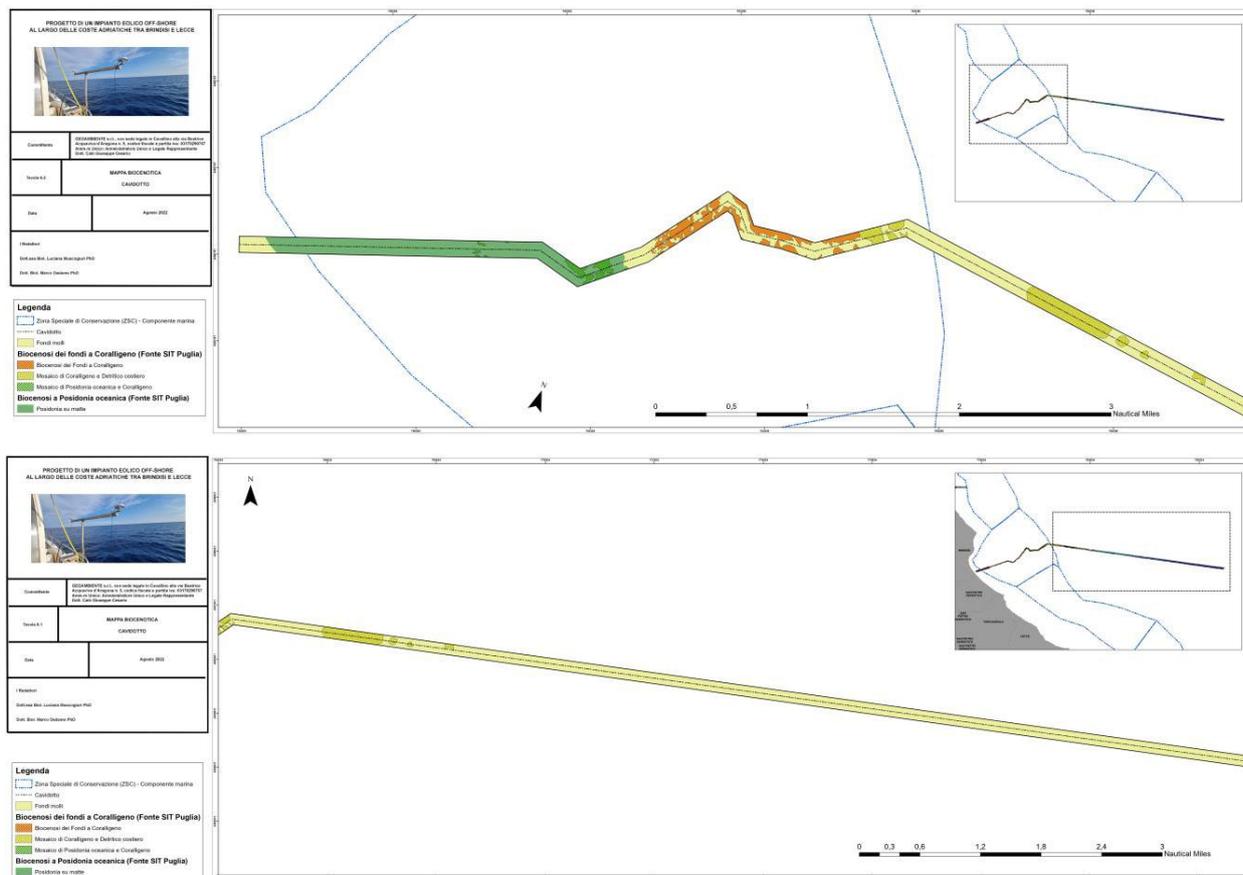


Figura 4.15: Mappa della biocenosi del cavidotto

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

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

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

5.1 ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

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

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

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

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

Sono stati adottati due principali criteri di selezione per scegliere le configurazioni più adatte al sito prescelto: la compatibilità con la batimetria del sito e il livello di maturità tecnologica della tecnologia, preferendo quelle configurazioni che risultano già dimostrate con almeno una turbina eolica di potenza nominale di almeno 1MW.



WindFloat by Principle Power
struttura composta da 3 o 4 colonne circolari (di elevato diametro), che forniscono il volume di spinta, collegate tra loro da tubi circolari (di diametro inferiore). L'aerogeneratore si trova su una delle colonne esterne (e.g. WindFloat) o su una colonna centrale dedicata

✓ Matura ✓ Idonea



Hywind by Equinor
struttura cilindrica di elevato diametro, con un pescaggio elevato e zavorra ad alta densità, posizionata alla base della struttura per abbassare il centro di gravità.

✓ Matura ✗ Idonea

SBM TLP by SBM



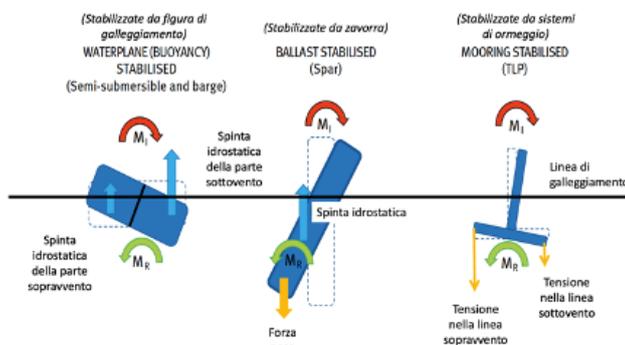
✗ Matura ✓ Idonea

Saitech by SAITEC



✗ Matura ✓ Idonea

struttura con un solo corpo/due corpi che provvedono il volume di spinta, con una figura di galleggiamento larga).



Ideol damping pool by Ideol
struttura con ampia figura di galleggiamento, ma dotata di uno specchio d'acqua interno con effetto smorzante sui moti della struttura

✓ Matura ✓ Idonea



Tetraspar by Stiesdal
Il baricentro è abbassato da una struttura dedicata (in rosso nella figura a sinistra), collegata alla struttura principale tramite cavi in tensione, anziché avere un'unica struttura con materiale di zavorra nella parte inferiore (come per lo Spar)

✗ Matura ✗ Idonea

Struttura fissata al fondale tramite una serie di linee (dette anche "gambe", spesso costituite in realtà da tubi in metallo) pretensionati dalla forza di galleggiamento superiore alla forza peso.

Figura 5.1: valutazione delle diverse configurazioni per sottostrutture di sostegno flottanti

Sulla base di questi criteri di selezione, sono state selezionate due configurazioni per la fase successiva dell'analisi:

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

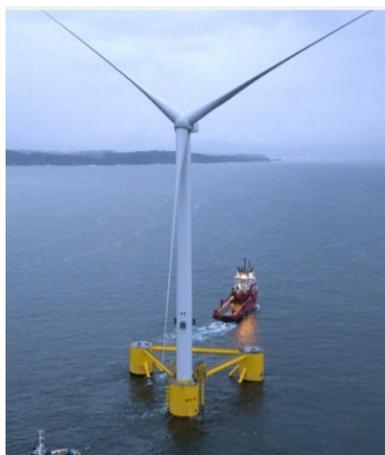


Figura 5.2 Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile - WindFloat by Principle Power



Figura 5.3 Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatto con specchio d'acqua interno di smorzamento - Ideol damping pool by Ideol

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

Le due configurazioni di sottostrutture selezionate sono state quindi dimensionate in modo da avere una stima preliminare delle principali dimensioni delle piattaforme di sostegno. Per il dimensionamento preliminare si sono adottate due metodologie indipendenti:

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

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

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

Entrambe le opzioni di piattaforma selezionate sono risultate adeguate sebbene, alcune criticità risultino superabili solo considerando il contributo determinante dato da specifici accorgimenti tecnici adottati dai progettisti che peraltro sono soggetti a brevetto. Nel caso del Windfloat si tratta del sistema di controllo attivo della zavorra: un sistema di controllo dell'assetto dello scafo che sposta l'acqua da una colonna all'altra per compensare i carichi medi di spinta della turbina durante il suo funzionamento. In merito si segnala che trattasi di una tecnologia utilizzata in campo nautico, che, nel caso specifico, è stata progettata per sostenere e stabilizzare la turbina eolica e rispondere alle specifiche e rilevanti sollecitazioni che ne derivano. D'altro canto, Ideol, ha adottato la soluzione tecnica del bacino interno di smorzamento (Damping Pool®) che dovrebbe risolvere le criticità emerse nello studio effettuato. Al momento, non è stato però possibile approfondire e verificare nel dettaglio tale aspetto a causa della presenza di pochi risultati pubblicati nel dominio pubblico riguardo all'efficacia dello specchio d'acqua di smorzamento

Aldilà di questo aspetto si evidenzia inoltre che per realizzare la piattaforma proposta dalla Ideol risulta necessaria una quantità superiore di acciaio e pertanto risulta quindi più costosa. La piattaforma della Ideol risulta realizzabile anche in cemento armato; tale soluzione, ad una prima analisi, non appare vantaggiosa sia sul fronte dei costi che dal punto di vista della cantieristica da approntare all'interno dei porti esistenti.

La tecnologia Windfloat risulta supportata da un numero superiore di installazioni dimostrative, 8 piattaforme installate con aerogeneratori di potenza superiori agli 8 MW e tuttora funzionanti, caratterizzate da potenze confrontabili a quelle proposte nel presente progetto che si sommano ai progetti pilota di minore potenza realizzati e poi dismessi, mentre la chiatta con bacino di smorzamento della Ideol risulta essere installata su due impianti dimostrativi da 1 MW.

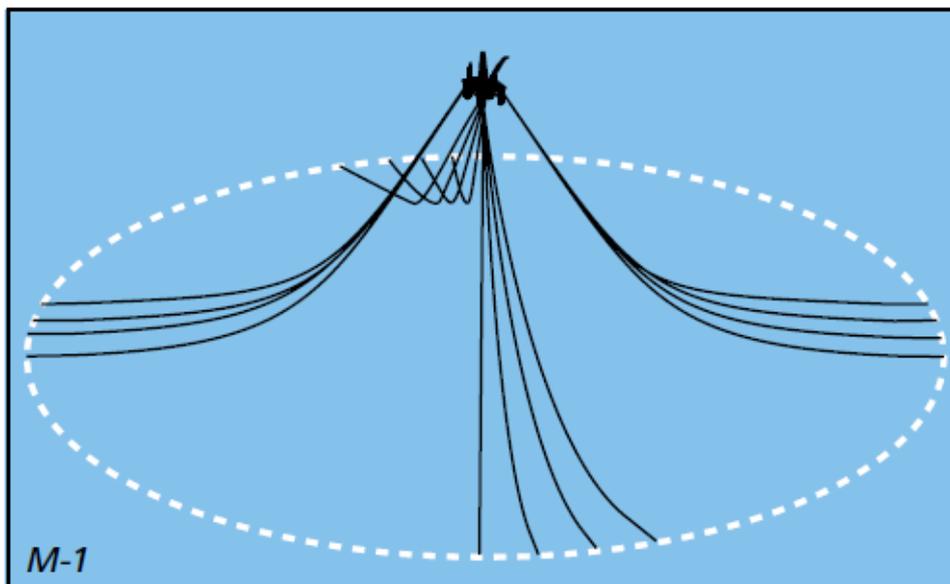
La tecnologia della BW Ideol con configurazione tipo chiatta con sistema di smorzamento risulta sicuramente una opzione valida, tecnologicamente avanzata e di grande interesse, d'altra parte, in base

alle considerazioni sopra esposte, si è scelto di adottare il sistema Windfloat della Principle Power costituito da una piattaforma semisommersibile con controllo attivo della zavorra di cui sono state esposte e verificate tutte principali caratteristiche dimensionali.

5.2 ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO

5.2.1 SISTEMI DI ORMEGGIO ALTERNATIVE E SCELTE PROGETTUALI

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



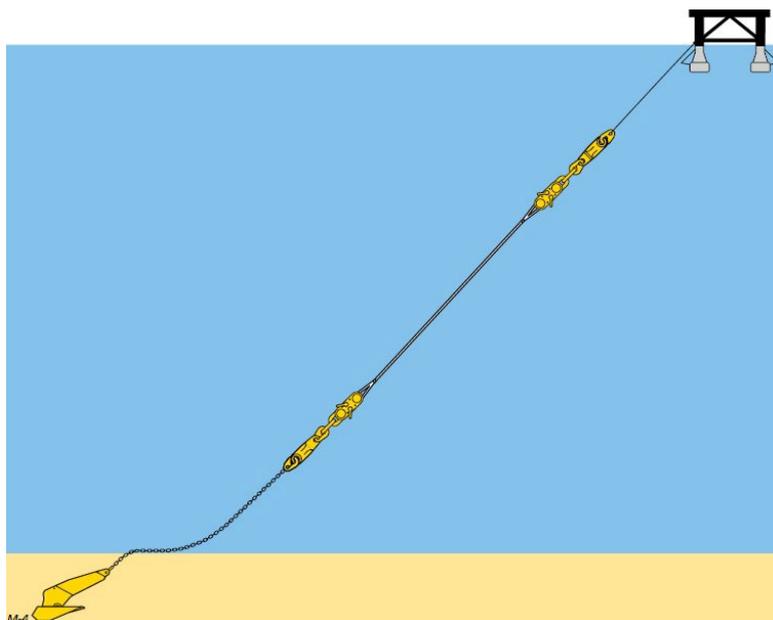
Sistemi di ormeggio con linee a catenaria

La stabilità del sistema è garantita dal peso proprio della catenaria. La catenaria, che collega il galleggiante con l'ancora ed è solitamente composta da catena e cavo, si trova parzialmente sospesa in acqua. È però presente un tratto appoggiato sul fondale marino che riduce le forze verticali agenti sul sistema di ancoraggio. Quando la struttura galleggiante è in equilibrio, gran parte della catenaria giace sul fondale del mare mentre la restante parte è sospesa. Solitamente il tratto orizzontale è tra le 5 e le 20 volte superiore al tratto verticale.

Quando la struttura si sposta orizzontalmente dalla sua posizione di equilibrio, la lunghezza della parte di catenaria appoggiata sul fondo si riduce. Essendo la tensione proporzionale alla parte sospesa della catenaria, il progressivo aumento di linea sospesa comporta un incremento di tensione nella linea stessa.

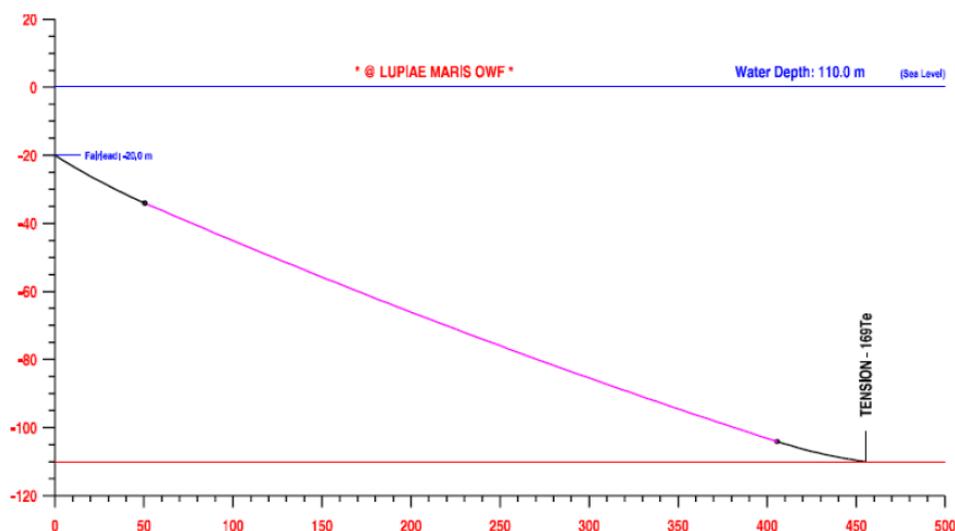
La figura seguente mostra i tre componenti fondamentali del sistema:

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



Rappresentazione schematica di una linea di ormeggio a catenaria

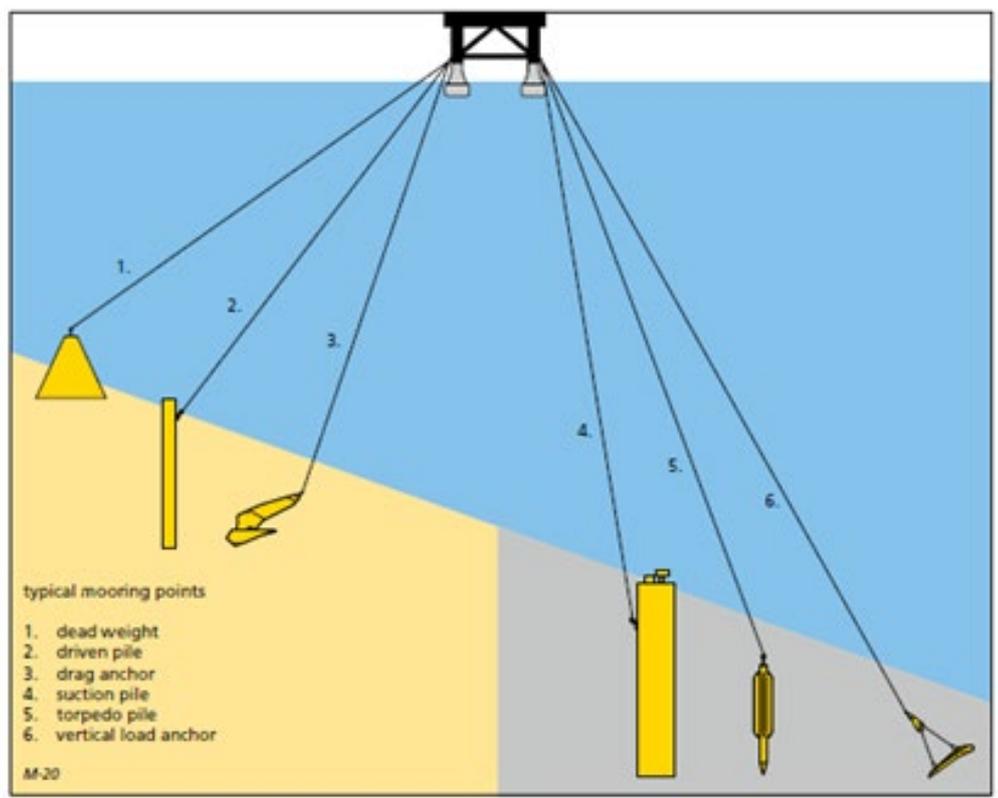
Tuttavia, nell'approfondimento degli studi sul fondale, le condizioni del sito hanno individuato delle aree con presenza di formazioni superficiali che hanno dato origine a forme di coralligeni. Pertanto, al fine di eliminare qualsiasi tipo di interferenza con queste formazioni è stato escluso l'utilizzo del sistema a catenaria (cui sono inevitabilmente associati elementi giacenti e "draganti" sul fondale) prevedendo dei sistemi di ormeggio semi tesi (taut-leg mooring system).



5.2.2 TIPOLOGIE DI ANCORAGGI

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

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



Tipologie di ancoraggio

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

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

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

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

LEGENDA

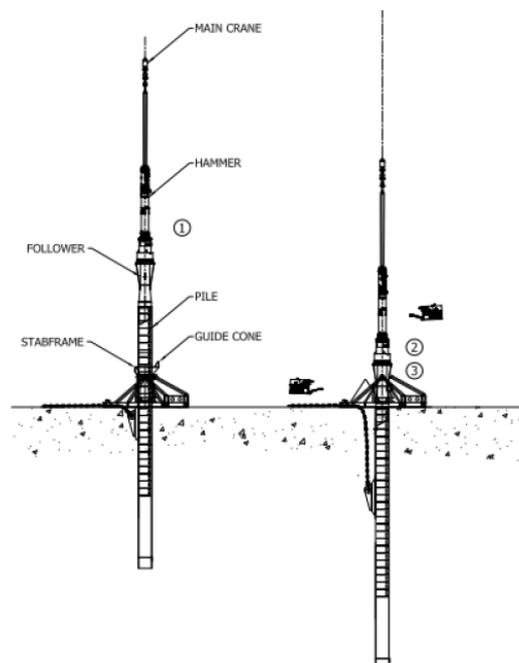
- APPLICABILE
- POTENZIALMENTE APPLICABILE
- NON APPLICABILE

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

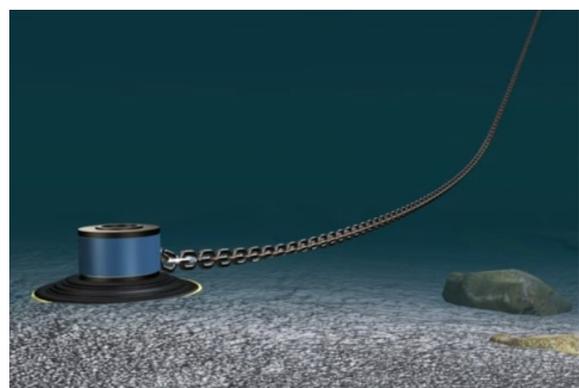
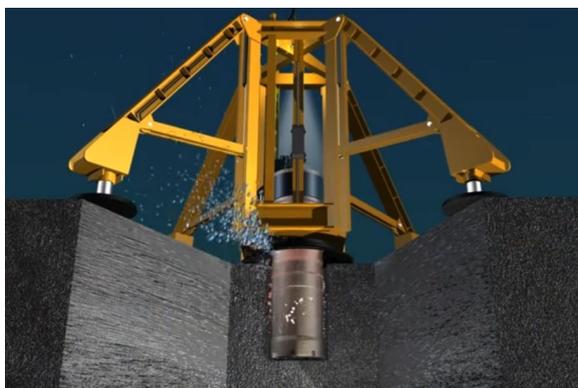
Dalle risultanze della prospezione geofisica realizzata si evince che il substrato stratigrafico atteso nell'area interessata dal progetto Lupiae Maris consiste in una sottile copertura di argilla sabbiosa/limosa molto soffice, sovrastante uno strato di sabbia limosa/argillosa di spessore variabile. Al di sotto di questo strato di sabbia sono previsti terreni di natura fine più rigidi. Non si può escludere che all'interno di queste formazioni si possano incontrare strati parzialmente litificati/cementati, sebbene non siano state riscontrate prove di cementazione entro i primi 50 m di profondità.

La successiva caratterizzazione del fondale e la presenza di formazioni superficiali riconducibili a biocenosi a coralligeno ha orientato la scelta sulle ancore con pali trivellati o battuti a seconda della consistenza del substrato marnoso/argilloso. Questa tecnica è stata preferita alle ancore a trascinamento inizialmente ipotizzate perché ritenute potenzialmente impattanti sulle biocenosi presenti (il sistema con ancore a trascinamento è infatti normalmente associato ad ormeggi a catenaria).

Per quanto riguarda la valutazione degli impatti nel SIA e negli studi specialistici, adottando un approccio prudenziale, si è fatto riferimento alla tecnologia del palo trivellato poiché ritenuta la più gravosa sotto il profilo ambientale.



Installazione di ancoraggi con pali battuti



Installazione di ancoraggi con pali trivellati

5.3 SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE

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

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

Referenze tecnologica

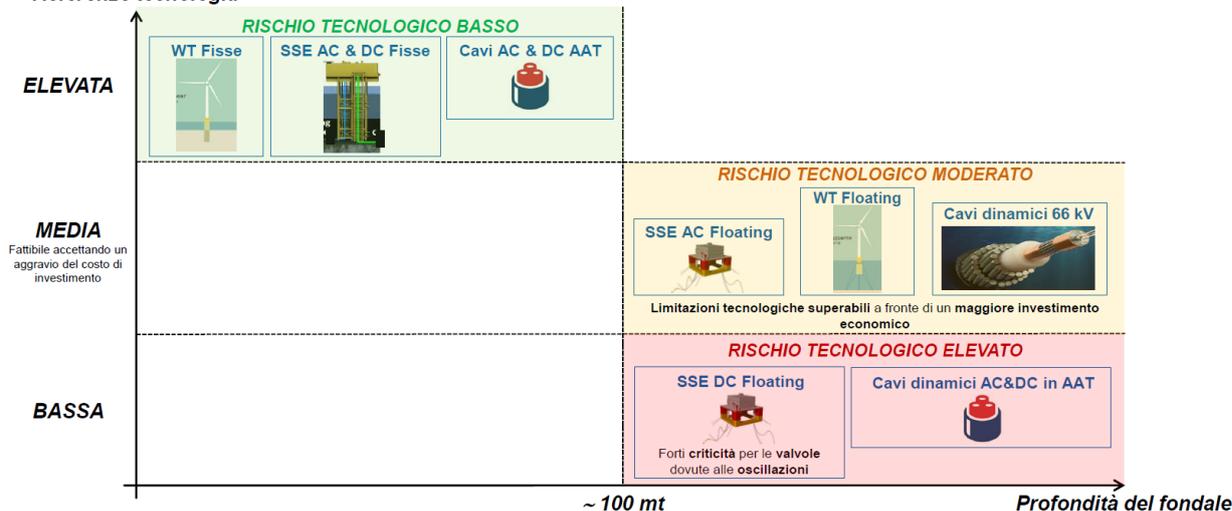


Figura 5.4: Survey sulle evidenze tecnologiche - stato dell'arte e prospettive (TERNA 2021)

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 dal punto di previsione si stima che trasferire l'energia elettrica a terra con cavi marini da 66 kV sarà necessario impiegare almeno sei o sette cavi da 1000 mm² con diametro di circa 180 mm. Diversamente, realizzando la sottostazione elettrica a mare, si potrà realizzare l'elettrodotto di smistamento a 400 kV (da esercire a 380 kV) con un unico cavo.

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 singolo cavo 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 sottostazione di trasformazione flottante
2. Il conferimento dell'energia prodotta a terra senza innalzamento della tensione a mare (quindi senza la realizzazione della sottostazione di trasformazione a mare) realizzazione di un elettrodotto a 66 kV composto da 6 cavi da 180 mm, realizzazione di una sottostazione di trasformazione a terra e conferimento della energia in rete

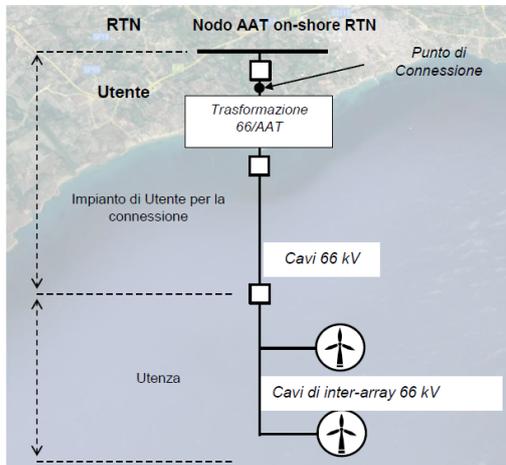
La prima ipotesi è stata scartata in quanto la realizzazione della stazione elettrica flottante costringerebbe ad utilizzare cavi dinamici a 400 kV (da esercire a 380 kV) che non sono attualmente disponibili. Volendo utilizzare i cavi dinamici da 150 kV, attualmente in fase di certificazione, si dovrebbe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

La seconda ipotesi è invece tecnologicamente valida, tant'è che TERNA considera questo schema di connessione, insieme con quello adottato, come uniche opzioni valide (vedi figura 5.5).

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.

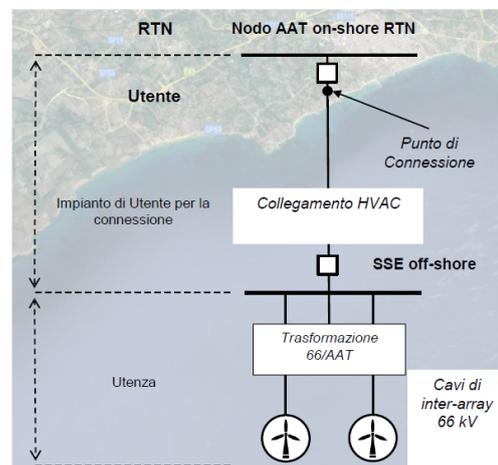


Figura 5.5: Schemi generali di connessione ritenuti idonei da TERNA

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

1. la sottostazione di trasformazione, se realizzata all'interno dello specchio d'acqua occupato dal parco, non ha impatti rilevanti al di là della fase di cantiere (riferiti soprattutto all'ancoraggio dei jackets di fondazione al fondale marino); al contrario la realizzazione di una sottostazione a 380 kV a terra, comporterebbe sicuramente una pluralità di impatti sia in fase di costruzione che di esercizio (consumo di suolo, paesaggio, campi elettromagnetici, polveri, emissioni sonore, ecc....)
2. la trasformazione della tensione a mare permette di realizzare un unico cavidotto marino invece che sei o sette. Da questo punto di vista, la differenza negli impatti ambientali è molto rilevante. Va considerato, infatti, che si tratta di attraversare con dei cavi aree sulle quali sono stati censiti habitat di particolare valore (posidonia e coralligeno) fondamentali per l'intero ecosistema marino e perimetrate tra i SIC. La definizione del tracciato del cavidotto a mare e i conseguenti studi utili a quantificarne gli impatti, sono condizionati in maniera rilevante da tale scelta che è stata operata proprio per ridurre la pressione ambientale dell'opera sull'unica area di rilievo interessata.

5.4 ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE

Il tracciato proposto per il cavidotto offshore attraversa habitat prioritari e ad aree interessate da attività di pesca e diporto: si è pertanto reso necessario individuare delle modalità di posa del cavo che potessero minimizzare gli impatti ambientali e contemporaneamente garantire una idonea protezione del cavo dai danni causati dall'uso di attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche generati dalle perturbazioni meteorologiche. Nel tratto a maggiore criticità ambientale verrà seguito un percorso cavo simile al percorso già proposto dalla TG Energie Rinnovabili s.r.l. per il già citato impianto eolico offshore posto a sud di Brindisi e valutato positivamente dal CT VIA. In base alle specificità dei fondali ed alle diverse modalità di posa, si può pertanto dividere il tracciato in tre parti:

- 1- in prossimità del punto di sbarco il cavo sarà posato nel fondale marino per circa 650 m e fino a raggiungere una batimetria minima di 10 m tramite tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Tale tratto di elettrodotto marino prosegue a terra per circa 400 m in modo da attraversare in sicurezza la falesia e le aree perimetrate nel PAI (vedi capitolo 7).
- 2- nel tratto intermedio di circa 11,6 km caratterizzato dall'attraversamento di un'area perimetrata SIC connotata dalla presenza di posidonia e coralligeno (confronta le risultanze delle indagini biocenotiche "ES.6 Indagini e caratterizzazione fondali") il cavo sarà posato mediante semplice appoggio con sistema di protezione costituito da gusci di ghisa. Tale soluzione, particolarmente adatta per proteggere il cavo posato su fondali che presentano conformazioni irregolari o taglianti, risultano anche di minore impatto per l'ecosistema dati i ridotti ingombri e l'assenza di scavi.
- 3- nell'ultimo tratto di circa 24,4 km caratterizzato da maggiore batimetria e dalla presenza di sedimenti fangosi sui fondali, l'elettrodotto sarà posato in trincea in modalità jet trenching.



Figura 5.6: tipologie di posa del cavo offshore

5.4.1 REALIZZAZIONE DELL'APPRODO MEDIANTE TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (TOC)

L'approdo del cavo marino sarà realizzato tramite tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Tale soluzione prevede la realizzazione di una trivellazione rettilinea di opportuna lunghezza e profondità. Durante le operazioni di drilling verrà installato una tubazione in materiale plastico con all'interno un cavo di tiro che servirà, durante le operazioni di installazione del cavo marino, a far scorrere la testa dello stesso all'interno della tubazione fino al punto di fissaggio a terra.

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

La soluzione di approdo con TOC è volta a ridurre l'impatto delle lavorazioni sulla falesia e sulle aree soggette a vincolo PAI in prossimità della costa e di proteggere il cavo marino da una tubazione in PEAD,

installata ad alcuni metri di profondità rispetto al piano di calpestio, riducendo quindi enormemente le possibilità di interferenza con la popolazione.

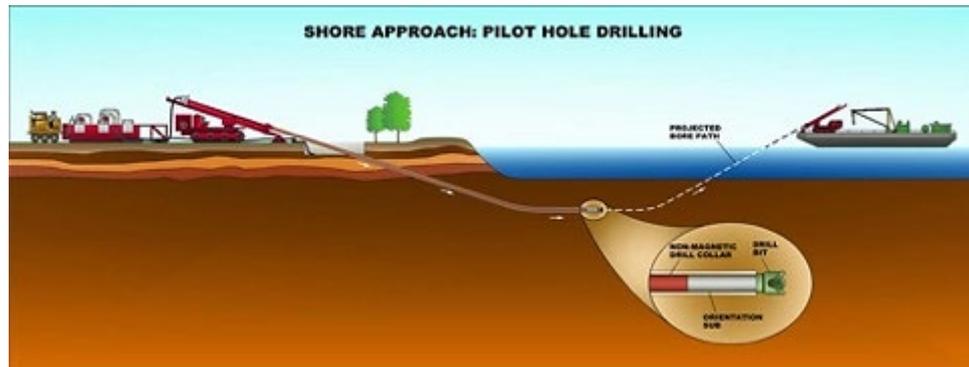


Figura 5.7: posa del cavo nel punto di sbarco con tecnica TOC

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

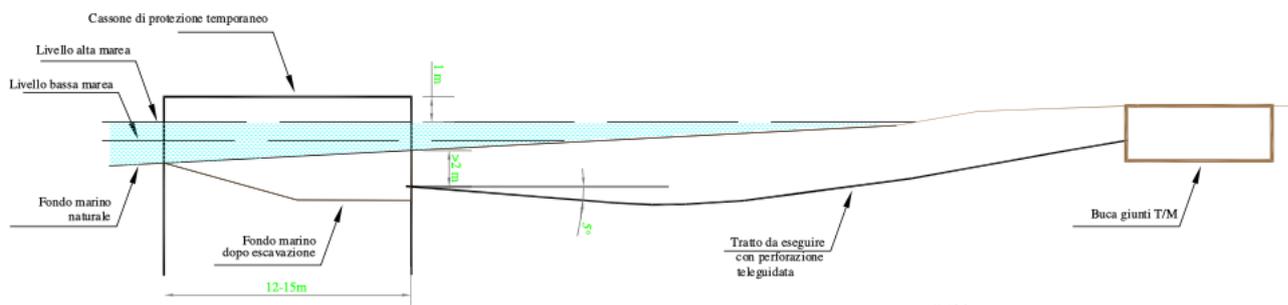


Figura 5.8: schema di posizionamento del cassone di protezione

Per la posa all'approdo di arrivo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nella figura 7.3, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.

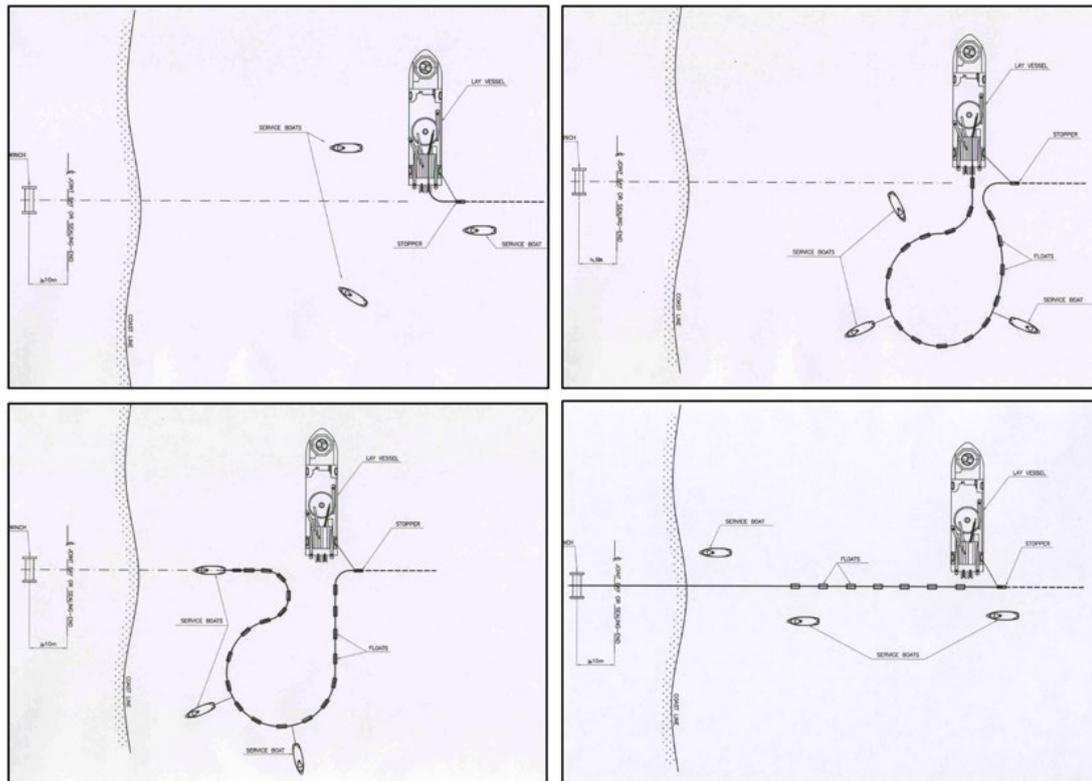


Figura 5.9: posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo

5.4.2 POSA IN SEMPLICE APPOGGIO E SISTEMI DI PROTEZIONE

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

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

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

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

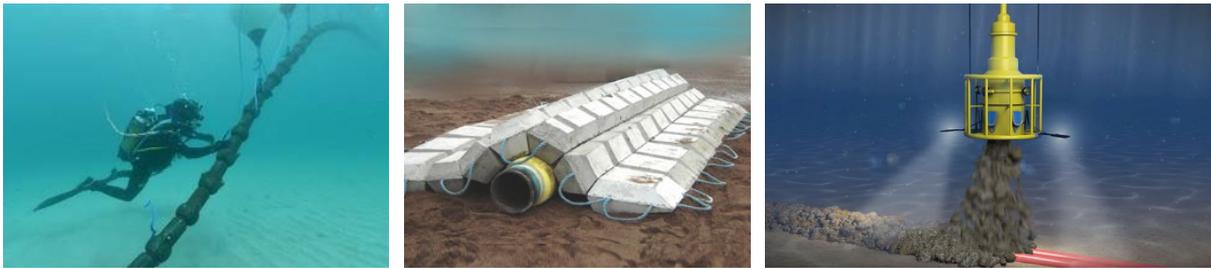


Figura 5.10: sistemi di protezione dei cavi poggiati sul fondale mediante gusci di ghisa, materassi o rocce

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

5.4.3 POSA IN TRINCEA

Nel tratto di mare più profondo e privo di habitat rilevanti, il cavo marino verrà protetto tramite insabbiamento alla profondità di 1 m utilizzando una macchina a getti d'acqua, dove possibile in base alle caratteristiche del fondale. La larghezza della trincea in cui viene posato e quindi protetto il cavo è poco superiore al diametro del cavo stesso, minimizzando l'impatto delle operazioni sul fondale e la dispersione dei sedimenti nell'ambiente circostante. Lo scavo nelle zone in cui è previsto l'insabbiamento verrà eseguito con macchina a getto d'acqua (jet trenching) che consente:

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

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

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

5.5 L'ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE A TERRA

Il cavidotto onshore è composto da:

- un primo tratto in cavo marino nel tratto realizzato in TOC tra il punto di approdo lungo linea di costa e la buca giunti terra-mare arretrata di circa 400 m
- un elettrodotto interrato costituito da una terna di cavi terrestri di lunghezza pari a circa 17,3 km a partire dalla buca giunti fino alla stazione elettrica RTN di Brindisi.

In alternativa si potrebbe realizzare un elettrodotto aereo a 380 kV. Tale scelta, per quanto di sicuro vantaggio sotto il profilo economico, appare però evidentemente peggiorativa sotto il profilo ambientale per

via degli ovvi impatti generati da un'opera fuori terra e di grandi dimensioni (paesaggio, campi elettromagnetici, consumo di suolo, ecc)

5.6 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI

Tutte le possibili alternative di processo sono state dettagliate e discusse. In conclusione, si può solo ribadire, come ampiamente argomentato, che tutte le opere proposte sono state oggetto di una attenta disamina che ha considerato sia la maturità tecnologica delle diverse opzioni che i potenziali impatti, tenendo conto delle caratteristiche ambientali dell'area interessata. Le riflessioni e le argomentazioni esposte dimostrano che le scelte operate, sia in termini di singolo componente che in termini di sistema, sono le più adatte per il sito scelto e per l'opera, valutata nel suo insieme, di cui si propone la realizzazione.

6 ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE

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

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

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

- **Valorizzazione del patrimonio paesaggistico e naturalistico:** è di sicuro il tema più immediatamente riconducibile al concetto di compensazione, le risorse che verranno messe a disposizione potranno garantire l'implementazione di una progettualità di area vasta capace di coprire le esigenze infrastrutturali del territorio e di avviare virtuosi percorsi di riqualificazione ambientale. Il paradigma di fondo è basato su un più moderno concetto di “seascape”, che comprende sinergicamente gli elementi biotici, abiotici, meteorologici, ma anche gli insediamenti umani e le attività antropiche che si svolgono lungo costa prospiciente l'area di intervento. A tale scopo si è già provveduto a sottoscrivere un protocollo di intesa con IN/ARCH per lo sviluppo di concept progettuali e concorsi di progettazione.
- **Sostegno e formazione alle comunità locali per la green economy:** la disseminazione e la sensibilizzazione sono attività imprescindibili da affiancare a progetti come quello in esame, attraverso le quali le comunità locali potranno acquisire consapevolezza del percorso di trasformazione energetica intrapreso e della grande opportunità sottesa alla implementazione dell'energia rinnovabile. A tal fine

si è già provveduto a sottoscrivere un protocollo di intesa con Legambiente Puglia per eseguire in sinergia una serie di interventi volti alla sensibilizzazione e alla formazione sui temi della green economy, è stato sviluppato un video in realtà virtuale per navigare all'interno del parco eolico offshore (strumento utilissimo per far conoscere da vicino questa nuova tecnologia) e si è tenuto un primo hackathon sul tema dell'ambiente marino in rapporto con il territorio, organizzato dal Politecnico di Bari (PoliBathon 2022) in cui Gruppo Hope, su invito del Politecnico, ha portato il suo know how ed ha collaborato attivamente. Sono poi da considerare possibili azioni volte a sostenere la pesca locale e ad implementare il turismo sostenibile.

- **Supporto al settore della ricerca e della formazione specifica:** la realizzazione degli impianti eolici offshore costituisce una importante occasione per attivare e/o potenziare le attività di ricerca per lo studio della flora e della fauna marina, per analizzare lo stato di salute dei fondali, determinando gli elementi di minaccia e le strategie per difenderli. L'idea di realizzare sulla piattaforma offshore che ospita la sottostazione elettrica un laboratorio e un osservatorio per le scienze del mare si affianca alla previsione di attivare una serie di attività di formazione e ricerca, fino alla possibilità di attivare specifici indirizzi dedicati all'energia nell'ambito degli Istituti Tecnici Superiori (ITS) pugliesi e specifici interventi finalizzati alla formazione e affiancamento del tessuto produttivo. Ad oggi è stato già attivato un protocollo di intesa con Jonian Dolphin, definendo una serie di azioni specifiche nell'ambito della ricerca sull'ambiente marino e sono in fase di definizione intese con altri istituti di ricerca.
- **Promozione della creatività e delle arti:** si tratta di misure che possono sembrare secondarie, ma che invece assumono un grande rilievo se si pensa al richiamo e alla risonanza che l'arte può generare, amplificando le già descritte azioni di sensibilizzazione e di formazione, oltre che quelle mirate al sostegno delle comunità locali. Si pensi alla possibilità di prevedere delle installazioni artistiche in corrispondenza degli aerogeneratori (ad esempio murales o light show) e di poterle visualizzare non solo da mare, ma anche dalla costa, predisponendo delle postazioni multimediali da cui "vedere" e "ascoltare" il parco eolico. Nello specifico Lupiae Maris ha già siglato un protocollo di intesa con Pigment, un laboratorio di arte pubblica il cui obiettivo è rappresentare e promuovere giovani artisti, illustratori e creatori. Inoltre, il partner di Lupiae Maris Gruppo Hope ha di recente promosso un concorso per videomaker per realizzare un cortometraggio sui cambiamenti climatici: l'iniziativa ha avuto un buon successo con diverse decine di video candidati, la premiazione è stata eseguita nell'ambito di un convegno organizzato da Gruppo Hope e Regione Puglia nell'ambito dell'ultima Fiera del Levante, il 18.10.2022.

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

7 CONCLUSIONI

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

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

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

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

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