

# POSEIDON WIND ENERGY

Ministero delle Infrastrutture  
e della Mobilità sostenibili

*Domanda di Concessione Demaniale  
ex art. 36 R.D. 327/1942 agg. L.25/2010*

*Domanda di Autorizzazione Unica  
ex art. 12 D.lgs. 387/ 2003*

Ministero della Transizione Ecologica  
Ministero della Cultura

*Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale  
ex D.lgs. 152/2006*

## Progetto Preliminare PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE

Relazione tecnica  
Analisi della producibilità del sito

# TR06

F0122TR06RELPRO00b

ORDINE DEGLI INGEGNERI  
della Provincia di TARANTO  
Dott. Ing. SEVERINI Luigi  
N. 776

Progetto  
Dott. Ing. Luigi Severini  
Dott. Ing. Prov. TA n.776

Elaborazioni  
**iLStudio.**  
Engineering & Consulting **Studio**

Concept & Innovations

**NiceTechnology®**



PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>I di IV</b>

## SOMMARIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO.....</b>	<b>2</b>
2.1.	Descrizione sintetica degli elementi tecnici .....	2
2.1.1.	Turbine eoliche .....	2
2.1.2.	Fondazione galleggiante.....	3
2.1.3.	Sottostazione elettrica offshore FOS.....	3
2.1.4.	Sistemi di ormeggio e ancoraggio .....	3
2.1.5.	Cavi inter-array ed elettrodotto di esportazione.....	3
2.1.6.	Elettrodotto onshore .....	3
2.1.7.	Sottostazione di trasformazione/conversione, misure e consegna .....	4
<b>3.</b>	<b>VINCOLI DI LAYOUT .....</b>	<b>5</b>
3.1.	Distanza minima dalle coste .....	5
3.2.	Livelli batimetrici e morfologia del fondale.....	5
3.3.	Infrastrutture marine esistenti .....	9
3.4.	Sicurezza della navigazione .....	9
3.5.	Ventosità .....	9
3.6.	Occupazione dell'area marina .....	9
3.7.	Geometria dell'array e distanze tra le turbine.....	9
3.8.	Definizione dell'area di interesse.....	13
<b>4.</b>	<b>RISORSA ENERGETICA DISPONIBILE.....</b>	<b>14</b>
4.1.	Dataset della ventosità .....	14
4.1.1.	Note sui modelli hindcast .....	14
4.2.	Caratteristiche anemologiche del sito.....	14
4.2.1.	Stima della variabilità spaziale del vento .....	17
4.2.2.	Analisi del profilo verticale di velocità.....	17
<b>5.</b>	<b>DEFINIZIONE DEL LAYOUT E RESA ENERGETICA .....</b>	<b>21</b>
5.1.	Tipo e caratteristiche dell'aerogeneratore .....	21
5.2.	Generazione delle alternative di layout.....	21
5.2.1.	Valutazione e selezione del layout .....	22
5.2.2.	Resa energetica .....	26
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>29</b>

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>II di IV</b>

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1 – Schema qualitativo del progetto.....	2
Figura 3.1 – Criteri localizzativi, distanza dalla costa. ....	6
Figura 3.2 – Criteri localizzativi, livelli batimetrici.....	7
Figura 3.3 – Criteri localizzativi, livelli batimetrici e pendenza dei fondali.....	8
Figura 3.4 – Criteri localizzativi, infrastrutture antropiche. ....	10
Figura 3.5 – Criteri localizzativi, sicurezza della navigazione. ....	11
Figura 3.6 – Criteri localizzativi, ventosità.....	12
Figura 3.7 – Centroidi dell’area di indagine per le analisi di layout e di producibilità energetica.....	13
Figura 4.1 – Serie storica della velocità del vento a 10 mMSL estratta dal dataset del servizio metocean DHI. .....	15
Figura 4.2 – Approssimazione di Weibull del dataset di vento DHI.....	15
Figura 4.3 – Rose dei venti a 10 mMSL per la località di progetto.....	16
Figura 4.4 – Rose dei venti mensili a 10 mMSL per la località di progetto.....	16
Figura 4.5 – Rose dei venti stagionali a 10 mMSL per la località di progetto.....	17
Figura 4.6 – Previsione di crescita delle dimensioni degli aerogeneratori in termini di altezza hub, diametro rotore e potenza elettrica nominale. Soluzioni standard commerciali.....	18
Figura 4.7 – Profilo verticale di velocità, estrapolazione con legge logaritmica.....	19
Figura 4.8 – Confronto rose dei venti a 10 mMSL ed estrapolazione a 148 mMSL per la località di progetto.....	19
Figura 4.9 – Rose dei venti mensili a 148 mMSL per la località di progetto.....	20
Figura 4.10 – Rose dei venti stagionali a 148 mMSL per la località di progetto.....	20
Figura 5.1 – Esempio di curva e coefficiente di potenza teorica per aerogeneratore.....	21
Figura 5.2 – Interfaccia del software impiegato per l’analisi di producibilità.....	22
Figura 5.3 – Layout, configurazione adottata.....	24
Figura 5.4 – Prestazioni del layout in termini di resa energetica. Rosa delle perdite di scia.....	27
Figura 5.5 – Approssimazione di Weibull dell’estrpolazione a 148 mMSL del dataset di vento DHI.....	28
Figura 5.6 – Tempo operativo del parco valutato sulla Weibull omnidirezionale di vento alla quota hub 148 mMSL.....	28

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>III di IV</b>

## **INDICE DELLE TABELLE**

---

Tabella 4-1 - Velocità media del vento per il sito di progetto. Confronto valori da diverse banche dati.....	14
Tabella 4.2 – Configurazioni di aerogeneratore ipotizzate per il calcolo della producibilità energetica. ....	18
Tabella 5.1 – coordinate strutture offshore per la soluzione di layout proposta.....	25
Tabella 5.2 – Consuntivo caratteristiche e prestazioni dell'output di layout. ....	27

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>IV di IV</b>

## INDICE DELLE VOCI

---

<b>AEP</b>	Annual Energy Production
<b>CFSR</b>	Climate Forecast Reanalysis
<b>DHI</b>	Dansk Hydraulisk Institut
<b>EMODnet</b>	European Marine Observation and Data Network
<b>ENEL</b>	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
<b>FOS</b>	Floating Offshore Substation
<b>GIS</b>	Geographical Information System
<b>GWA</b>	Global Wind Atlas
<b>IAC</b>	Inter-Array Cable
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>MCP</b>	(analisi) Misura – Correlazione – Predizione
<b>NCEP</b>	National Centers for Environmental Prediction
<b>NOAA</b>	National Oceanic and Atmospheric Administration
<b>NREL</b>	National Renewable Energy Laboratory
<b>NWP</b>	Numerical Weather Prediction
<b>O&amp;M</b>	Operation & Maintenance (Esercizio e Manutenzione)
<b>RSE</b>	Ricerca Sistema Elettrico
<b>RTN</b>	Rete di Trasmissione Nazionale
<b>TJB</b>	Transition Joint Bay
<b>WTG</b>	Wind Turbine Generator

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>1 di 31</b>

## **1. INTRODUZIONE**

---

Il progetto, proposto da Poseidon Wind Energy S.r.l., consiste nella realizzazione di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte eolica, collocato nel Mar Tirreno nord – occidentale e con capacità elettrica nominale di 1008 MW.

Il documento presenta la metodologia e le assunzioni impiegate per valutazione della producibilità energetica. Sono in particolare riassunti i risultati e le metodologie relative alla valutazione preliminare della risorsa energetica del sito e i criteri adottati per la progettazione concettuale del layout inclusa la minimizzazione delle perdite di scia. In relazione alla macro area individuata per le installazioni offshore, la sezione 3 presenta i vincoli considerati per la definizione del layout e gli effetti sull'area risultante residua derivanti dalla loro applicazione.

La sezione 4 contiene dunque la valutazione preliminare della risorsa energetica, con una discussione sui dati meteorologici disponibili e quelli effettivamente impiegati per l'estrazione dei dataset di ventosità da implementare nel modello di calcolo della producibilità.

La sezione 5 descrive infine il processo di progettazione concettuale del layout, inclusa una breve discussione sulle caratteristiche dell'aerogeneratore di riferimento per la modellazione, i principi di progettazione del layout e le basi di confronto e valutazione delle prestazioni delle possibili soluzioni di layout compatibili con i vincoli.

A garanzia di attendibilità dei risultati, le simulazioni sono state condotte, per diversi layout di impianto, attraverso il software commerciale WindFarm.

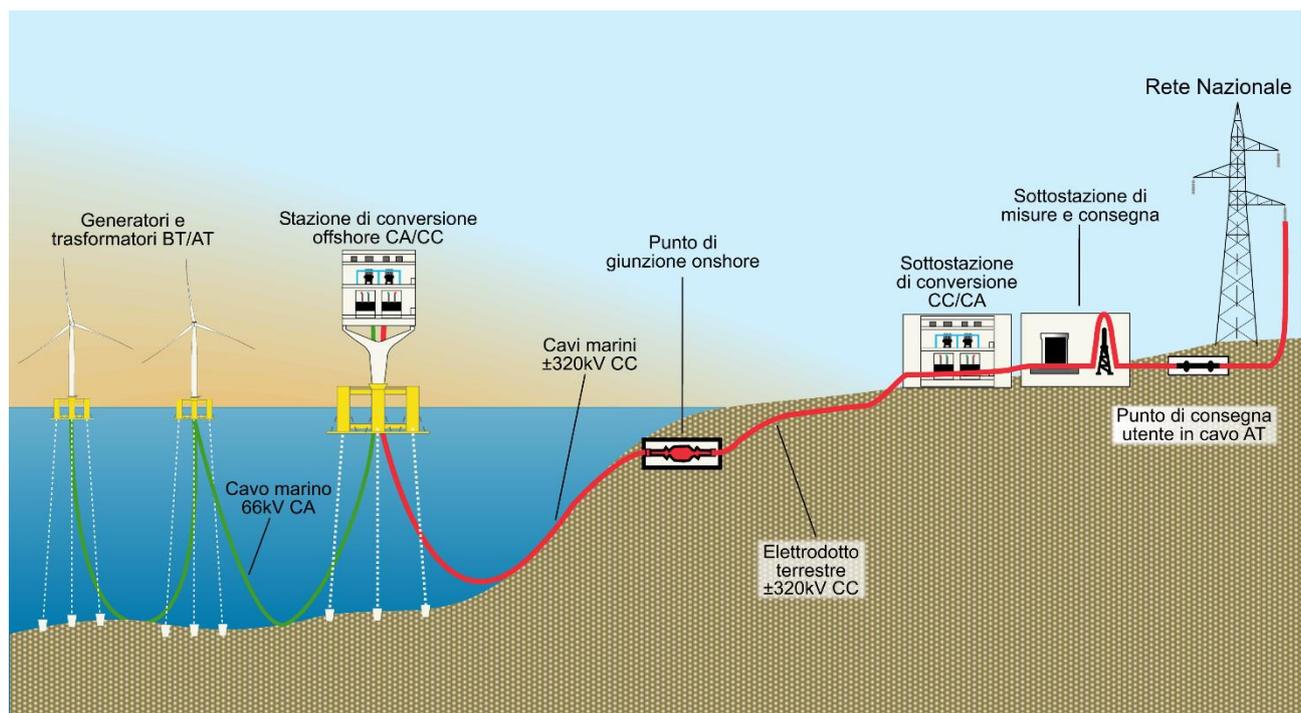
PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>2 di 31</b>

## 2. DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

L'impianto di produzione, a realizzarsi nel Mar Tirreno nord - occidentale, a oltre 40 km dalle coste della Sardegna nord - orientale, è composto da 72 aerogeneratori ad asse orizzontale (WTG) e due sottostazioni elettriche di trasformazione (FOS); le turbine e le sottostazioni sono sostenute da innovative fondazioni galleggianti che ne consentono l'installazione in acque profonde e a grande distanza dalle coste.

La collocazione del parco, frutto di una approfondita conoscenza delle caratteristiche del sito, armonizza le risultanze di studi e consultazioni finalizzati alla migliore integrazione delle opere all'interno del contesto naturale e antropico pre-esistente.

Ciascun aerogeneratore è costituito da un rotore tripala con diametro fino a 250 m calettato su torre ad una quota sul livello medio mare fino a 155 m. L'energia elettrica, prodotta dalle turbine alla tensione di 66 kV AC, viene elevata in tensione e convertita in DC mediante apposita sottostazione elettrica di trasformazione offshore galleggiante (FOS) ed esportata, con elettrodotto sottomarino  $\pm 320$  kV HVDC, fino al punto di giunzione a terra (*Transition Joint Bay - TJB*) nei pressi del porto di Civitavecchia ove, mediante un breve tratto in cavo interrato al di sotto della viabilità stradale esistente, una seconda sottostazione di conversione/trasformazione, misura e consegna opera la definitiva riconversione DC/AC e successiva elevazione di tensione per la successiva immissione nella rete elettrica nazionale in corrispondenza del nodo 380 kV AC della centrale elettrica ENEL Torvaldaliga Nord.



**Figura 2.1 – Schema qualitativo del progetto.**  
Elaborazione iLStudio.

### 2.1. Descrizione sintetica degli elementi tecnici

#### 2.1.1. Turbine eoliche

Le 72 turbine eoliche, con una capacità nominale di 14 MW e altezza massima di 280 m, saranno costituite da:

- una torre tubolare in più sezioni di spessore, peso e lunghezza differenti, con idonei sistemi di accoppiamento tra le parti;
- un rotore tripala;

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>3 di 31</b>

- una navicella che ospita tutti i componenti meccanici, oleodinamici ed elettrici, compreso il generatore e il riduttore (se previsto).

### 2.1.2. Fondazione galleggiante

Alla luce delle caratteristiche batimetriche dell'area di progetto, per il sostegno delle turbine eoliche e della sottostazione di trasformazione offshore è previsto l'utilizzo di fondazioni galleggianti fissate al fondale mediante apposite linee di ormeggio.

Il compito primario di una fondazione di questo tipo è quello di garantire un predeterminato galleggiamento all'intero sistema nonché una condizione di equilibrio stabile. A ciò si aggiunge la necessità di conferire al sistema, in concomitanza con le linee di ormeggio, un idoneo e accettabile comportamento a carichi dinamici causati da fenomeni meteomarinari o accidentali.

In riferimento al caso in esame, non escludendo variazioni nelle successive fasi di progetto, si prevede l'utilizzo di una fondazione galleggiante del tipo *tension leg platform* ad ormeggi tesi verticali.

Il modello si compone di strutture tubolari disposte secondo una geometria tetraedrica. Le linee di ormeggio, connesse a tali vertici, consentono il mantenimento in posizione durante la fase operativa.

La fondazione è progettata per essere assemblata in banchina e rimorchiata in mare fino al sito di installazione, ove è opportunamente ormeggiata fino al raggiungimento della condizione di galleggiamento di progetto.

### 2.1.3. Sottostazione elettrica offshore FOS

Il parco eolico sarà dotato di due sottostazioni elettriche offshore galleggianti FOS (Floating Offshore Substation) anch'esse su fondazioni galleggianti. Ciascuna sottostazione dovrà trasformare, regolare e compensare l'energia elettrica prodotta dal parco prima del trasporto verso la terraferma operando la trasformazione e conversione AC/DC della tensione di produzione (66 kV AC) al valore di trasporto sulla terraferma ( $\pm 320$  kV HVDC).

### 2.1.4. Sistemi di ormeggio e ancoraggio

Ogni fondazione galleggiante sarà ormeggiata mediante un sistema a cavi tesi e verticali (*taut mooring*) costituito da tre linee di ormeggio a loro volta connesse a ad un sistema di ancoraggio a punti fissi.

### 2.1.5. Cavi inter-array ed elettrodotto di esportazione

Per l'interconnessione tra le turbine eoliche e le sottostazioni elettriche offshore è previsto un collegamento IAC (Inter-Array Cable) mediante cavi elettrici marini di tipo dinamico operanti a tensione elettrica 66 kV AC.

Ciascun cavo proveniente dagli aerogeneratori scenderà verso il fondale secondo una curva la cui configurazione finale sarà determinata durante le attività di ingegneria di dettaglio.

Gli elettrodotti marini ad alta tensione in DC da  $\pm 320$  kV partiranno invece dalle sottostazioni offshore fino al punto di giunzione con l'elettrodotto terrestre (Transition Joint Bay – TJB) collocato in prossimità della costa nei pressi dell'area portuale di Civitavecchia.

### 2.1.6. Elettrodotto onshore

A partire dalla baia di giunzione TJB, l'elettrodotto terrestre si svilupperà in cavo interrato secondo strade esistenti fino alla stazione di trasformazione/conversione, misura e consegna nei pressi della centrale elettrica ENEL Torvaldaliga Nord. Il cavidotto sarà di tipo tripolare accompagnato da cavi di telecomunicazione in fibra ottica.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>4 di 31</b>

### **2.1.7. Sottostazione di trasformazione/conversione, misure e consegna**

---

La stazione elettrica di trasformazione/conversione, misura e consegna a terra sarà realizzata nei pressi della esistente stazione elettrica ENEL Torvaldaliga Nord; vi saranno alloggiati, tra le altre, i trasformatori di tensione, i convertitori DC/AC, le apparecchiature reattive di compensazione per la successiva iniezione nella rete elettrica di trasmissione nazionale in coerenza con i requisiti del Codice di Rete TERNA.

Le opere civili comprenderanno la recinzione dell'area, le opere di fondazione della zona designata all'alloggiamento delle apparecchiature elettro-meccaniche e il cabinato dove saranno collocati i gruppi di misura.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>5 di 31</b>

### 3. VINCOLI DI LAYOUT

La progettazione e l'ottimizzazione del layout di un parco eolico è un processo complesso e iterativo che compendia un gran numero di input e vincoli, tra cui:

- *caratteristiche del sito di installazione*, ad esempio, la velocità e direzione del vento, batimetria dei fondali, i campi delle correnti marine, il regime ondometrico, geofisica e geotecnica dei fondali, i vincoli ambientali (antropogenici e naturali), infrastrutture sottomarine esistenti (elettrorodotti, cavi telecomunicazione, gasdotti) e il traffico marittimo;
- *caratteristiche di natura progettuale* come la tipologia e le specifiche tecniche degli aerogeneratori, la progettazione dei sistemi di fondazione, ormeggio e ancoraggio, la progettazione elettrica, la compatibilità con i metodi di installazione e i requisiti O&M.

La progettazione si esplica generalmente in due fasi successive di macrolocalizzazione (macro-siting) e microlocalizzazione (micro-siting); l'output della prima fase è l'area di intervento ovvero la *collocazione* dell'impianto sul territorio, quello della fase di microlocalizzazione è invece il puntuale posizionamento delle infrastrutture di impianto all'interno dell'area di progetto. Le due fasi si concludono con il soddisfacimento degli obiettivi di progetto che, per il caso specifico, sono sintetizzabili in:

- massimizzazione della producibilità energetica (*energy yield*),
- eliminazione o minimizzazione degli impatti negativi prevedibili sull'ambiente naturale,
- eliminazione o minimizzazione degli impatti negativi prevedibili sull'ambiente antropico,
- mantenimento di elevati standard di sicurezza durante l'intero ciclo di vita dell'opera.

Per l'analisi di definizione del layout si considera la macro area di indagine del Mar Tirreno nord – occidentale, a sud – est delle Bocche di Bonifacio, ad oltre 35 km dalle più vicine coste nazionali, così come risultante dalle valutazioni preliminari di macro-siting descritte nel documento “Studio Preliminare Ambientale”. In particolare, la scelta dell'area marina lontano dalle coste e su fondali profondi rende trascurabili gli impatti visivi e ambientali ed esclude inoltre l'interferenza con aree protette o di pregio naturalistico. La collocazione dell'area, frutto di una approfondita conoscenza delle caratteristiche del sito, armonizza quindi le risultanze di studi e consultazioni finalizzati alla migliore integrazione delle opere all'interno del contesto naturale e antropico pre-esistente tutelando con carattere di preminenza aspetti ambientali legati, ad esempio, alla tutela dell'avifauna e delle specie di mammiferi marini.

In questa sezione si descrivono i vincoli applicati a tale macro area preliminare per determinarne la porzione residua utile per il posizionamento degli aerogeneratori e la definizione del layout del parco sulla cui base procedere alla valutazione della producibilità energetica. I vincoli considerati sono consistenti con le migliori informazioni disponibili per il progetto al momento della redazione del documento.

#### 3.1. Distanza minima dalle coste

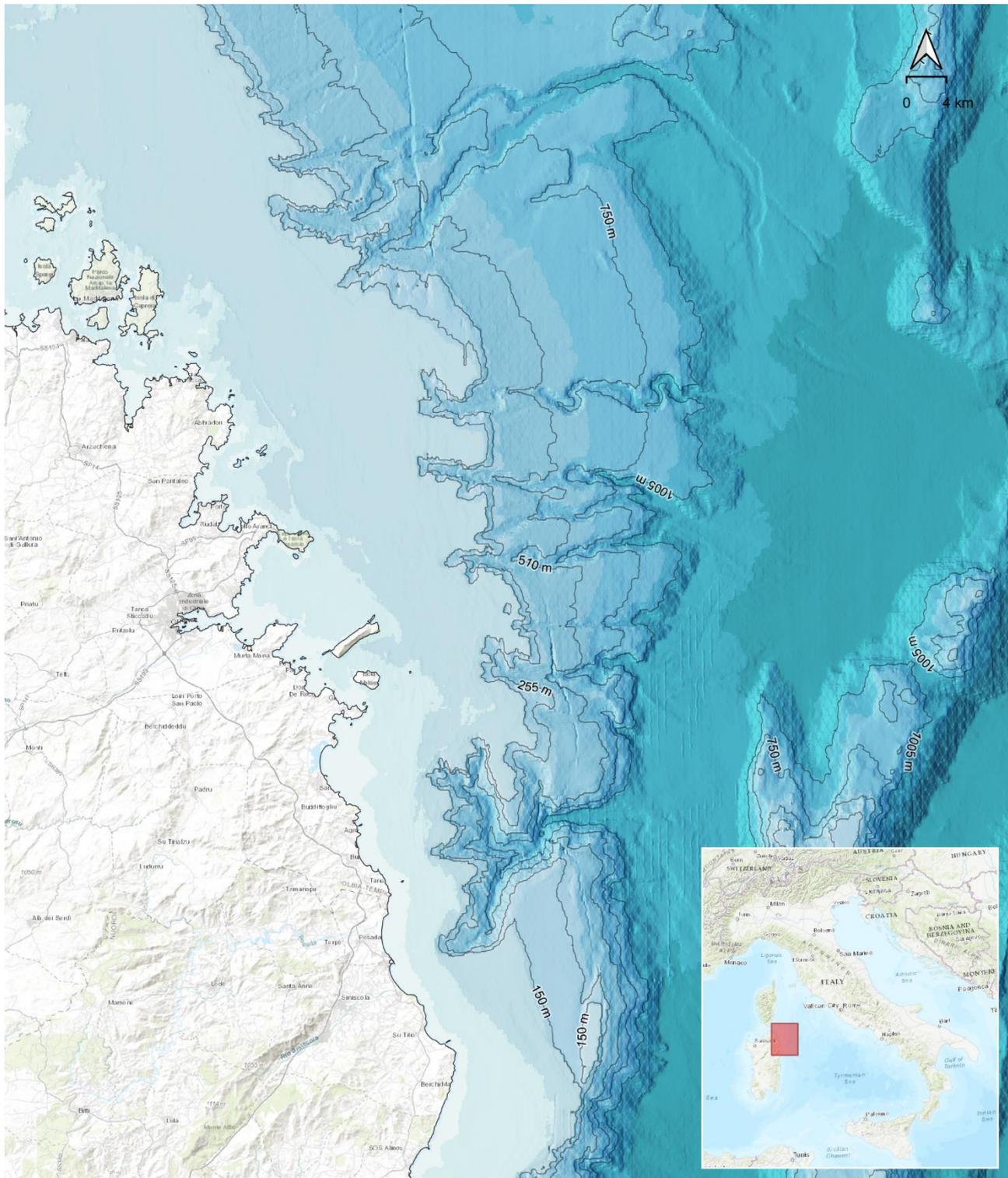
Al fine di limitare gli effetti visivi dalle coste, le strutture offshore del parco saranno collocate ad oltre 35 km dalle più vicine coste prospicienti l'area marina di progetto (rif. Figura 3.1).

#### 3.2. Livelli batimetrici e morfologia del fondale

Al fine di minimizzare l'impatto su aree ambientalmente sensibili, gli aerogeneratori e le loro impronte di ormeggio saranno collocati in acque profonde (oltre i 150 m di profondità, Figura 3.2). Per semplificare le operazioni di posa di cavi e sistemi di ancoraggio saranno inoltre preferite aree marine caratterizzate da morfologie del fondale a ridotta pendenza (rif. Figura 3.3).



PROGETTO PRELIMINARE		<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
Analisi della producibilità del sito			
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>7 di 31</b>	



**PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**

Caratteristiche morfologiche dei fondali - livelli batimetrici.

Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet Bathymetry, 2021)

**LEGENDA**

Batimetria, m	2535 - 2786	1673 - 1936	1022 - 1197	591 - 726	192 - 300	90 - 114	26 - 48
	≥3041	2241 - 2535	1437 - 1673	871 - 1022	438 - 591	141 - 192	70 - 90
	2786 - 3041	1936 - 2241	1197 - 1437	726 - 871	300 - 438	114 - 141	48 - 70

**Figura 3.2 – Criteri localizzativi, livelli batimetrici.**

Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet, 2021)

PROGETTO PRELIMINARE		<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
Analisi della producibilità del sito			
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>8 di 31</b>	



**PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**

Caratteristiche morfologiche dei fondali - pendenza e livelli batimetrici.  
Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet Bathymetry, 2021)

**LEGENDA**

Pendenza, deg    ■ <= 3    ■ 3-6    ■ 6-10    ■ 10-15    ■ > 15

**Figura 3.3 – Criteri localizzativi, livelli batimetrici e pendenza dei fondali.**

Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet, 2021).

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>9 di 31</b>

### **3.3. Infrastrutture marine esistenti**

---

Gli aerogeneratori e le loro impronte di ormeggio saranno collocati ad una distanza minima di 250 m dai cavi sottomarini esistenti nell'area di progetto (per una mappa indicativa e non esaustiva dei cavi sottomarini presenti nell'area si faccia riferimento alla Figura 3.4).

### **3.4. Sicurezza della navigazione**

---

Al fine di minimizzare le interferenze con i principali flussi della navigazione marittima già esistenti nell'area, le strutture offshore del parco saranno collocate in aree a minima densità di navigazione (rif. Figura 3.5).

### **3.5. Ventosità**

---

Al fine di massimizzare la producibilità energetica dell'impianto saranno preferite aree marine ad elevata ventosità (rif. Figura 3.5).

### **3.6. Occupazione dell'area marina**

---

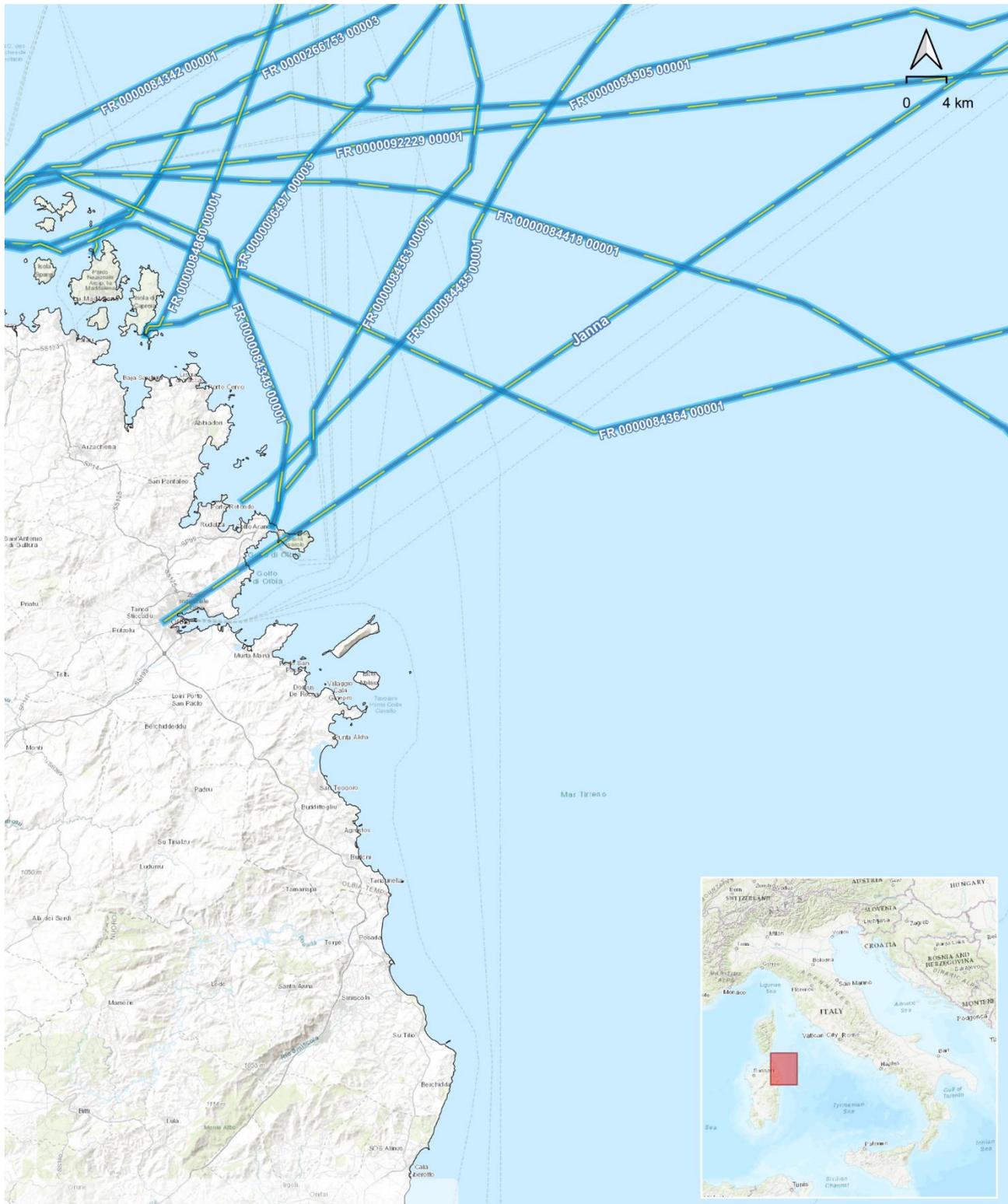
L'impronta totale interessata dal layout, ivi compresi gli aerogeneratori e i sistemi di ormeggio e ancoraggio, minimizzerà l'occupazione dell'area marina mantenendosi entro i livelli strettamente necessari.

### **3.7. Geometria dell'array e distanze tra le turbine**

---

Non esistono vincoli esterni sulle distanze minime o massime consentite fra gli aerogeneratori, né per quanto riguarda la simmetria dell'array. Nonostante ciò, sarà considerato un limite minimo omnidirezionale di 4 diametri di rotore al fine di ridurre la turbolenza indotta per effetto scia.

PROGETTO PRELIMINARE		<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
Analisi della producibilità del sito			
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>10 di 31</b>	



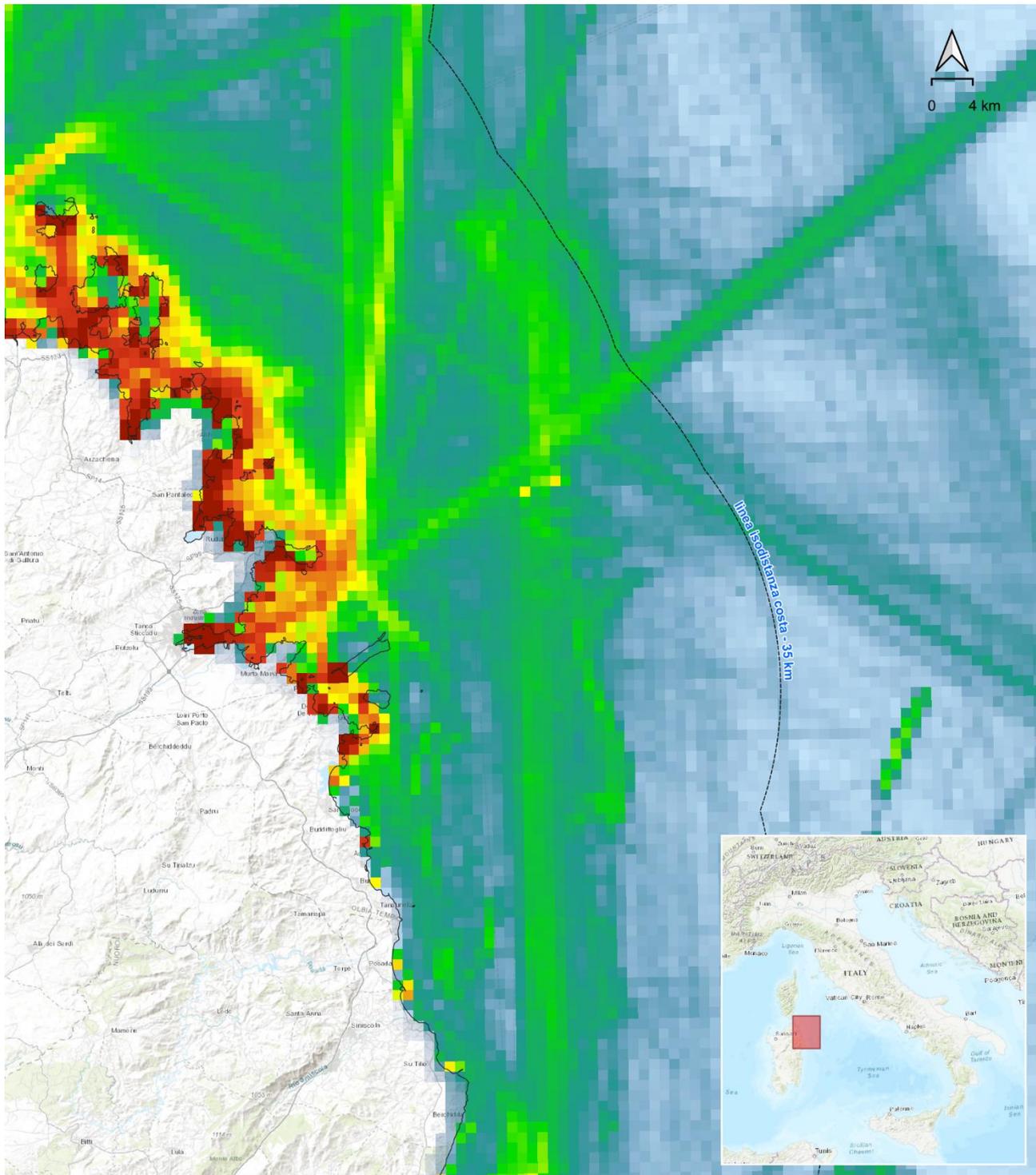
**PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**  
Interferenze con servizi di terze parti - cavi sottomarini di telecomunicazione e potenza.  
Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet Human Activities, 2021)

**LEGENDA**

- Cavi sottomarini di potenza
- Cavi sottomarini di telecomunicazione

**Figura 3.4 – Criteri localizzativi, infrastrutture antropiche.**  
Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet, 2021).

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>11 di 31</b>



**PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**

Interferenze con la navigazione - densità di traffico (cumulata su tutte le tipologie di imbarcazioni per l'anno 2018).

Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet Human Activities, 2021)

**LEGENDA**

Intensità di navigazione, ore/(mese x km<sup>2</sup>)



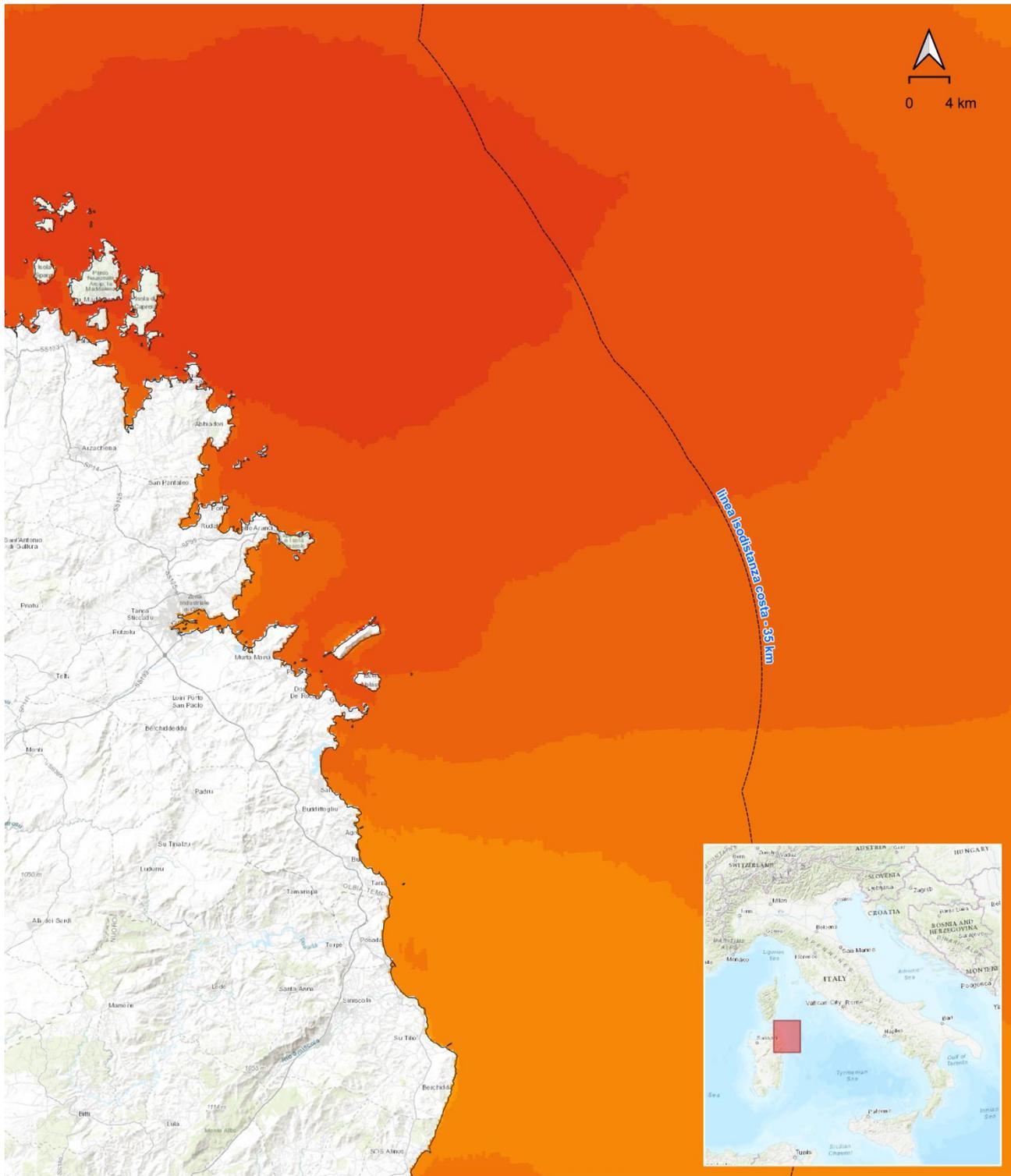
Perimetrazioni

--- Linea isodistanza dalla costa - 35 km

**Figura 3.5 – Criteri localizzativi, sicurezza della navigazione.**

Elaborazione iLStudio su dati (EMODnet, 2021).

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>12 di 31</b>



**PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**

Clima anemologico - velocità del vento a 150 mMSL.

Elaborazione iLStudio su dati Global Wind Atlas, 2021)

**LEGENDA**

Velocità, m/s	<span style="color: green;">■</span> 3.0 - 3.5	<span style="color: lightgreen;">■</span> 4.5 - 5.0	<span style="color: yellow;">■</span> 6.0 - 6.5	<span style="color: orange;">■</span> 7.5 - 8.0	<span style="color: red;">■</span> 9.0 - 9.5	Perimetrazioni
	<span style="color: cyan;">■</span> <= 2.5	<span style="color: green;">■</span> 3.5 - 4.0	<span style="color: lightgreen;">■</span> 5.0 - 5.5	<span style="color: yellow;">■</span> 6.5 - 7.0	<span style="color: orange;">■</span> 8.0 - 8.5	----- Linea isodistanza dalla costa - 35 km
	<span style="color: cyan;">■</span> 2.5 - 3.0	<span style="color: green;">■</span> 4.0 - 4.5	<span style="color: yellow;">■</span> 5.5 - 6.0	<span style="color: orange;">■</span> 7.0 - 7.5	<span style="color: red;">■</span> 8.5 - 9.0	

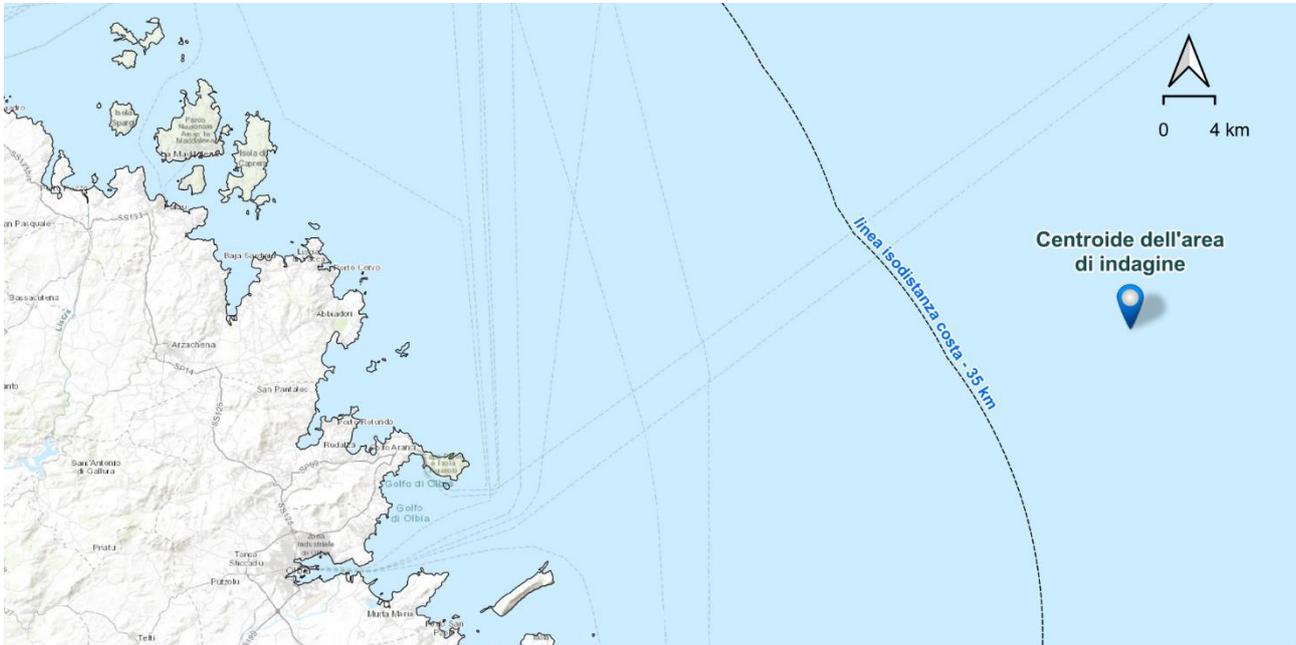
**Figura 3.6 – Criteri localizzativi, ventosità.**

Elaborazione iLStudio su dati (Technical University of Denmark (DTU), 2021).

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>13 di 31</b>

### 3.8. Definizione dell'area di interesse

Le analisi di layout sono state effettuate, sulla base dei vincoli descritti, considerando un dominio centrato sulle coordinate 607265E, 4549074N EPSG32632 WGS84 UTM 32N (rif. Figura 3.7).



#### **PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**

Analisi di layout - centroide dell'area di interesse per le analisi di layout e di producibilità energetica.  
Elaborazione iLStudio

**Figura 3.7 – Centroide dell'area di indagine per le analisi di layout e di producibilità energetica.**

Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>14 di 31</b>

## 4. RISORSA ENERGETICA DISPONIBILE

Questa sezione presenta una discussione dei risultati della valutazione della ventosità e della relativa risorsa energetica disponibile nel sito di progetto oltre ad una descrizione dettagliata dei dati e della metodologia di calcolo utilizzati per la sua quantificazione.

### 4.1. Dataset della ventosità

La valutazione preliminare del regime anemologico della località si è basata sui seguenti set di dati:

- mappe della ventosità del Global Wind Atlas;
- mappe della ventosità dello New European Wind Atlas;
- mappe della ventosità del Atlante Eolico Italiano RSE;
- dati storici di rianalisi (hindcast) del servizio MetOcean (DHI, 2022), (elaborati secondo il modello computazionale di previsione meteorologica (NWP, Numerical Weather Prediction) COSMO (Consortium for Small-Scale Modelling) e relativi al periodo 1 gennaio 1995 – 31 agosto 2019 per la quota 10 m.s.l.m.

Il punto di estrazione dati per la serie storica del dataset DHI coincide con il centroide dell'area di indagine (Figura 3.7).

La valutazione preliminare conserva, in relazione alle caratteristiche dei dataset di input, un'incertezza di risultato riconducibile a errori di estrapolazione del profilo di vento da 10 mMSL alla quota hub mediante l'uso di un profilo logaritmico.

#### 4.1.1. Note sui modelli hindcast

I set di dati di rianalisi sono prodotti utilizzando dataset di *misurazione atmosferica* in modelli NWP globali che vengono eseguiti su griglie di calcolo medio-grossolane. I set di dati di rianalisi coprono ampi periodi di tempo, in genere più di 30 anni, e sono costituiti da serie temporali con periodi di media dei campioni che vanno da 1 ora a 1 mese. Poiché i dati di rianalisi sono quindi rappresentativi delle condizioni atmosferiche per una data area (scala regionale, tipicamente) e un dato periodo di media, essi non sono direttamente confrontabili con le misurazioni locali "puntuali"; tuttavia, a condizione che siano convalidati utilizzando misurazioni coerenti a lungo termine, offrono una solida base per valutare la variazione a lungo termine della velocità del vento in un certo luogo di misurazione.

## 4.2. Caratteristiche anemologiche del sito

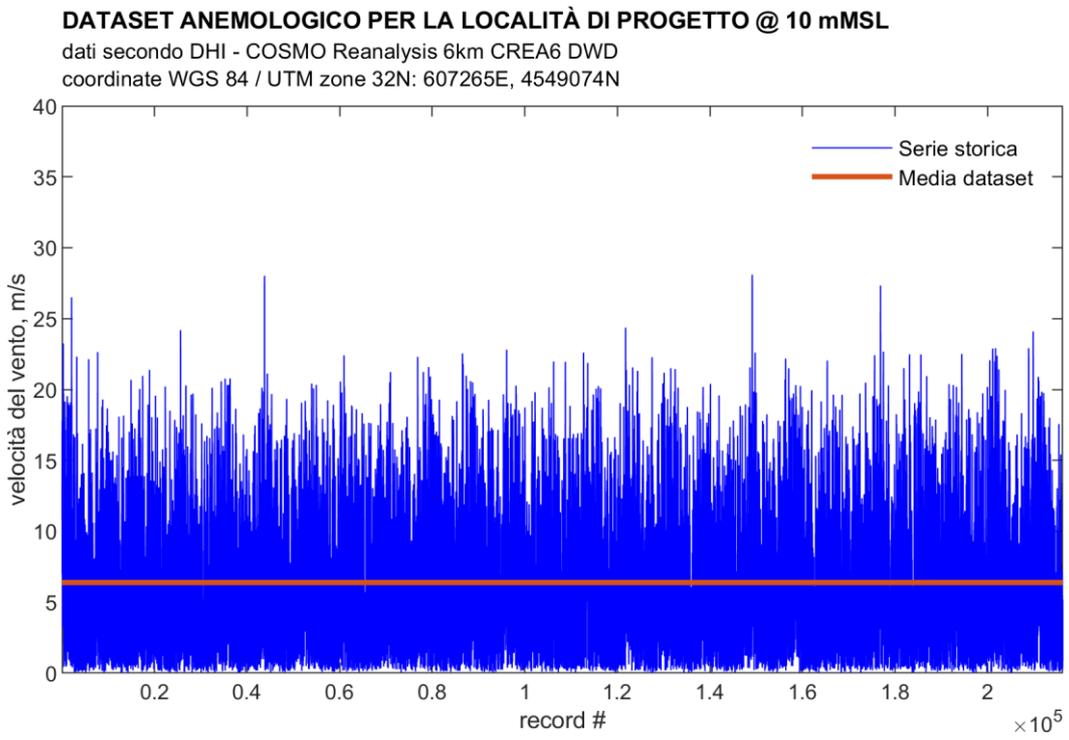
L'elaborazione delle serie storiche di vento è stata effettuata in ambiente MATLAB confrontando i risultati con le elaborazioni restituite dal software di calcolo Resoft Windfarm e i valori medi anemologici dei servizi Global Wind Atlas (GWA), New European Wind Atlas (NEWA) e Atlante Eolico RSE (RSE). Per quanto riguarda la velocità media del vento, i risultati della valutazione preliminare sono riassunti in tabella. Alla quota di riferimento 10 mMSL le stime ottenute a partire dal dataset DHI risultano in linea con i valori del servizio GWA, con una differenza massima attorno al 4% del valore GWA.

**Tabella 4-1 - Velocità media del vento per il sito di progetto. Confronto valori da diverse banche dati.**

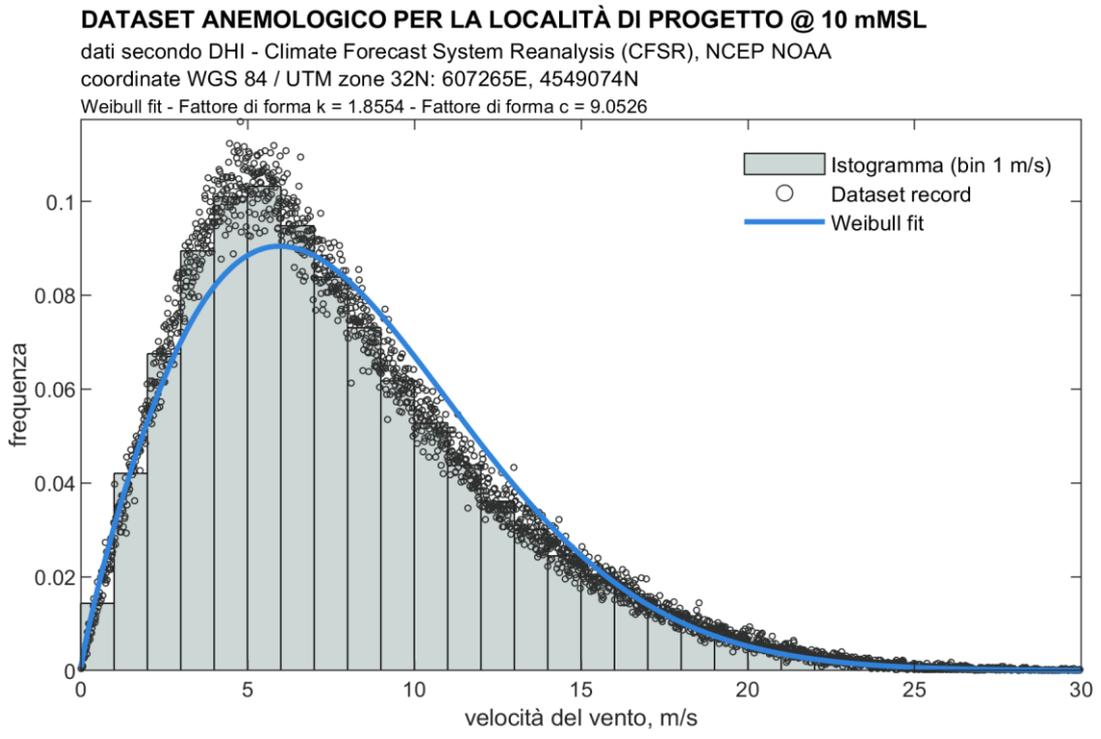
<b>FONTE</b>	<b>VELOCITÀ MEDIA DEL VENTO</b>
Global Wind Atlas	6.13 m/s @ 10 mMSL, 7.83 m/s @ 100 mMSL
New European Wind Atlas MESO	7.37 m/s @ 50 mMSL, 7.61 m/s @ 100 mMSL
New European Wind Atlas MICRO	7.40 m/s @ 50 mMSL, 7.60 m/s @ 100 mMSL
Atlante Eolico d'Italia	7.27 m/s @ 50 mMSL, 7.60 m/s @ 100 mMSL
DHI Metocean	6.39 m/s @ 10 mMSL

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>15 di 31</b>

La Figura 4.2 riporta la serie temporale di velocità e direzione del vento a 10 mMSL estratta dal dataset DHI. La distribuzione delle velocità del vento del set di dati DHI, per il punto di estrazione e per il periodo di riferimento di circa 24 anni dal 1995 al 2019, è inoltre ben approssimata da una distribuzione Weibull omnidirezionale del tipo in Figura 4.2.



**Figura 4.1 – Serie storica della velocità del vento a 10 mMSL estratta dal dataset del servizio metocean DHI.**  
Elaborazione iLStudio.



**Figura 4.2 – Approssimazione di Weibull del dataset di vento DHI.**  
Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>16 di 31</b>

La rosa dei venti media sull'intero dataset di vento (rif. Figura 4.3) mostra una distribuzione con una spiccata intensità e frequenza di vento nel settore 270 gradi nord e ulteriori picchi, seppur di minor entità, nei settori di vento centrati sugli 0, 150 e 300 gradi nord; i risultati sono in accordo con le informazioni del servizio Global Wind Atlas.

**ROSA DEI VENTI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 10 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N

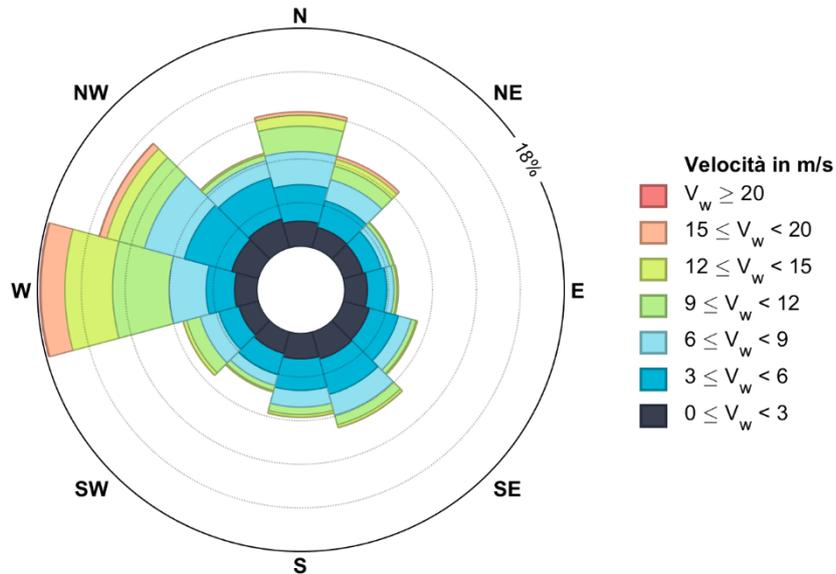


Figura 4.3 – Rose dei venti a 10 mMSL per la località di progetto.

Elaborazione iLStudio.

**ROSE DEI VENTI MENSILI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 10 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N

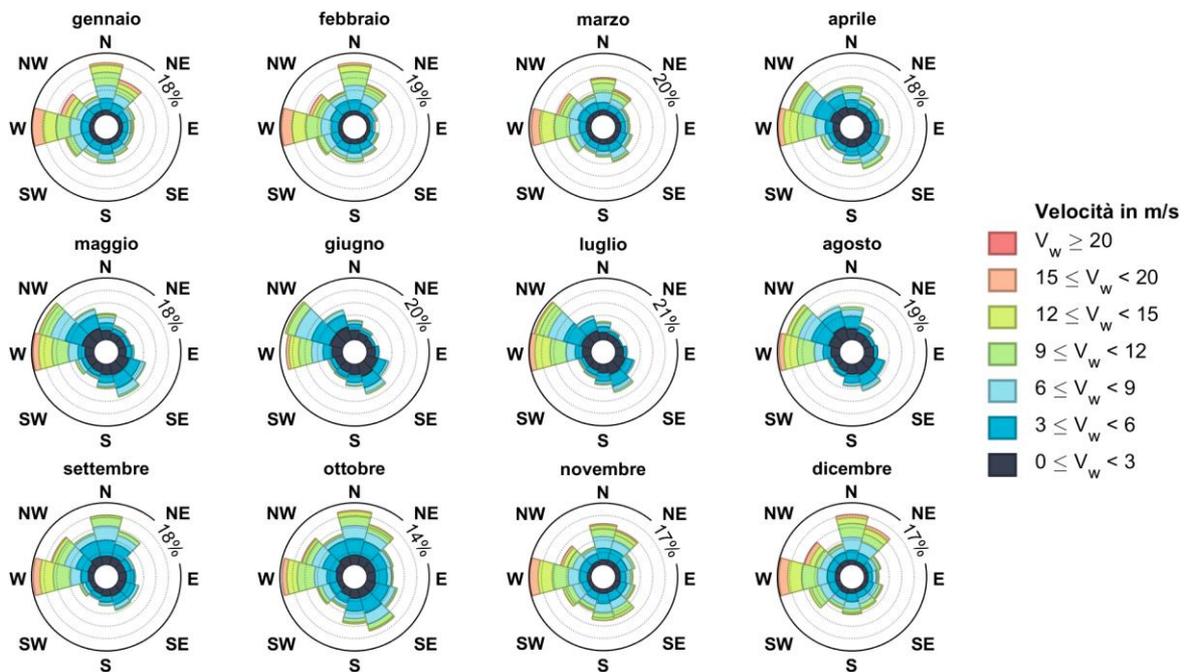


Figura 4-4 – Rose dei venti mensili a 10 mMSL per la località di progetto.

Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>17 di 31</b>

Tali caratteristiche sono confermate dall'analisi delle rose dei venti medie mensili e stagionali (rif. Figura 4-4 e Figura 4.5). La progettazione del layout ha tenuto conto di queste caratteristiche.

**ROSE DEI VENTI STAGIONALI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 10 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N

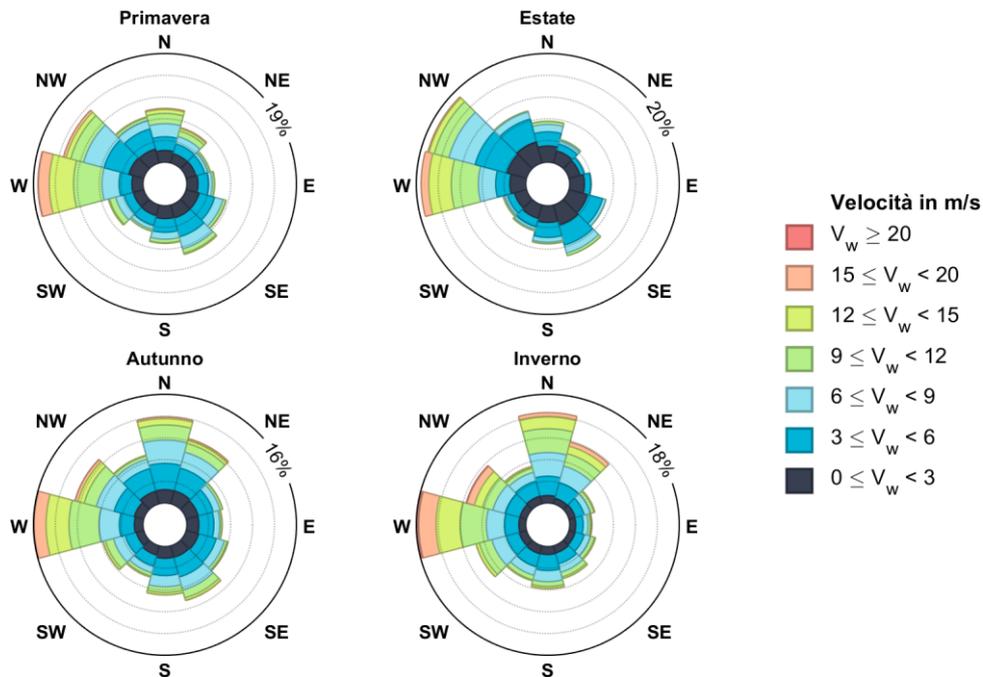


Figura 4.5 – Rose dei venti stagionali a 10 mMSL per la località di progetto.

Elaborazione iLStudio.

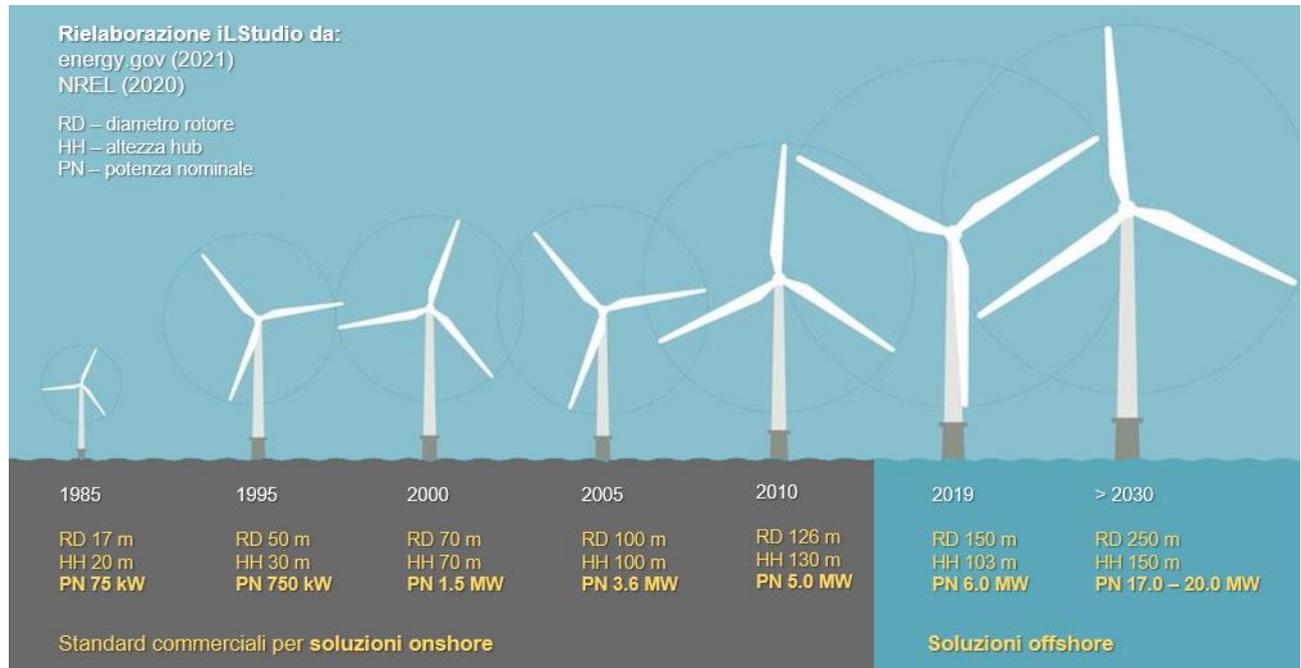
**4.2.1. Stima della variabilità spaziale del vento**

Alla data del presente documento, non sono disponibili informazioni dettagliate sulla distribuzione spaziale della ventosità sull'intera area del sito di indagine. Pertanto nel seguito, con buona approssimazione, i parametri di vento e le producibilità specifiche degli aerogeneratori saranno calcolati in riferimento al dataset DHI sul centroide dell'area di indagine.

**4.2.2. Analisi del profilo verticale di velocità**

Per il calcolo della producibilità energetica del sito si fa riferimento a due configurazioni di aerogeneratore, una *commerciale* basata sulla miglior configurazione commerciale proposta alla data del presente documento, ed una *prevedibile* coerente con le previsioni di sviluppo dell'industria di settore. Nello specifico, per ciò che riguarda gli aspetti puramente dimensionali, in accordo con le risultanze del report tecnico di NREL (National Renewable Energy Laboratory) "Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine" (datato marzo 2020) per la definizione di una turbina offshore di riferimento compatibile con i trend di sviluppo dettati dall'industria di settore, fa riferimento ad un diametro rotore di 240 m (NREL, 2021). Alla data del presente documento sono peraltro in studio controllori e soluzioni tecniche per nuovi aerogeneratori offshore con potenze fino a 20 MW e diametri rotore fino a 250 m (TNO Innovation for Life, 2020) (DTU, 2020).

PROGETTO PRELIMINARE		<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>			
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>18 di 31</b>	



**Figura 4.6 – Previsione di crescita delle dimensioni degli aerogeneratori in termini di altezza hub, diametro rotore e potenza elettrica nominale. Soluzioni standard commerciali.**

Elaborazione iLStudio.

Per le valutazioni di producibilità si considerano quindi le due soluzioni mostrate in Tabella 4.2 (fermo restando che, in una fase successiva di ingegneria di dettaglio, alcuni parametri saranno eventualmente suscettibili di variazione).

L'estrapolazione del profilo di velocità verticale è stata effettuata applicando la *wind logarithmic law* (Manwell & McGowan, 2009) che descrive il profilo di velocità nella regione dello strato limite atmosferico sotto le ipotesi di superficie limite piana ed omogenea ipotizzando inoltre una quota massima sul livello mare fino a 300 m. Vale in merito la seguente:

$$v(z) = v(z_{rif}) \frac{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{z_{rif}}{z_0}\right)} \quad \text{eq. (1)}$$

**Tabella 4.2 – Configurazioni di aerogeneratore ipotizzate per il calcolo della producibilità energetica.**

Elaborazione iLStudio.

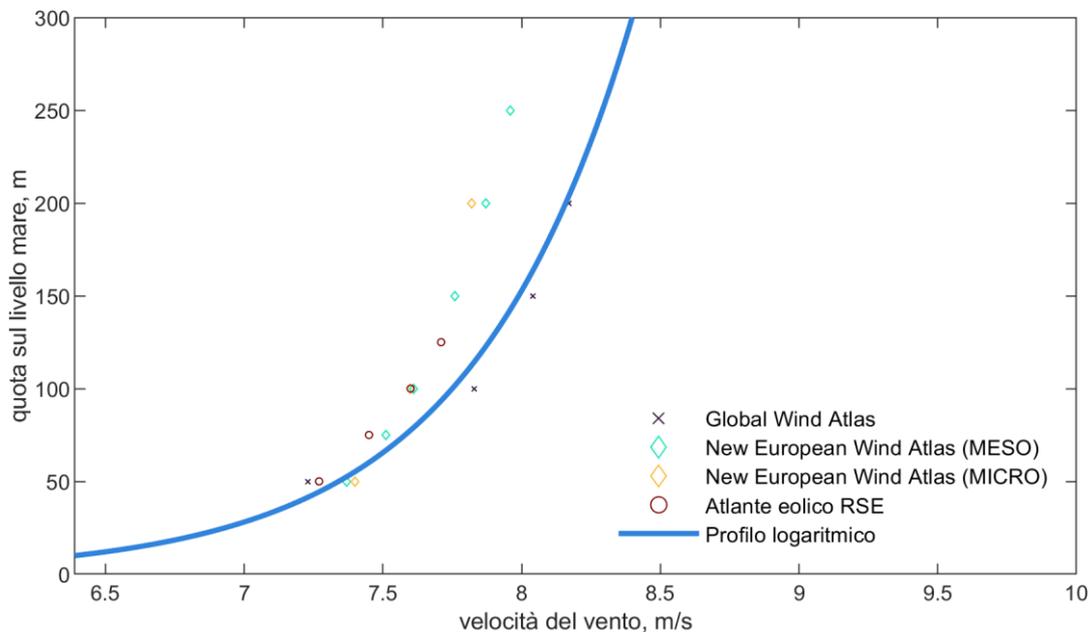
CONFIGURAZIONE DI CALCOLO	DIAMETRO ROTORE	ALTEZZA MASSIMA	QUOTA HUB	POTENZA NOMINALE	TIPICO DI RIFERIMENTO
Commerciale (produzione di serie dal 2024)	236 m	266 m	148 m	14 MW	Siemens Gamesa SG 14-236 DD
Prevedibile (installazione su prototipo al 2023)	250 m	280 m	155 m	14 MW	NREL 15MW offshore reference turbine

Operando un fit sui dati puntuali dei profili verticali di velocità dei dataset GWA, NEWA (MESO e MICRO) e RSE, la lunghezza caratteristica  $z_0$  può considerarsi al valore 0.20 mm (ragionevolmente prevedibile per la descrizione di una superficie limite del tipo "mare calmo"); la velocità media nel periodo di riferimento (24 anni), estrapolata alle quote 148 e 155 mMSL, si attesta in tal modo a circa 7.98 m/s e 8.00 m/s rispettivamente con un profilo del tipo in Figura 4.7.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>19 di 31</b>

**VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA DISPONIBILE**

stima del profilo verticale di velocità - confronto con i valori dei dataset GWA, NEWA ed RSE  
estrapolazione logaritmica con  $z_0 = 0.0002$  mm



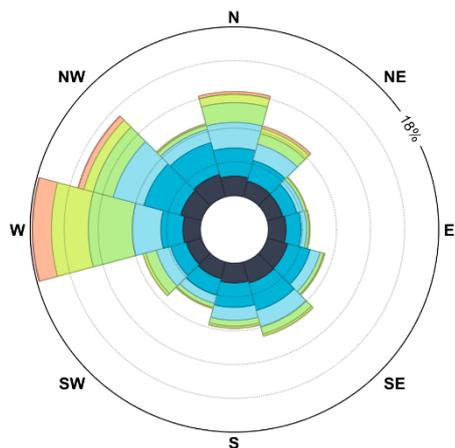
**Figura 4.7 – Profilo verticale di velocità, estrapolazione con legge logaritmica.**

Elaborazione iLStudio.

La legge logaritmica di sviluppo del profilo verticale di velocità è stata quindi utilizzata per estrapolare i dati anemologici del dataset DHI alla quota hub delle due configurazioni di aerogeneratore analizzate. Le rose dei venti risultanti per la quota hub 148 mMSL sono mostrate a titolo esemplificativo nelle successive figure.

**ROSA DEI VENTI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 10 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N

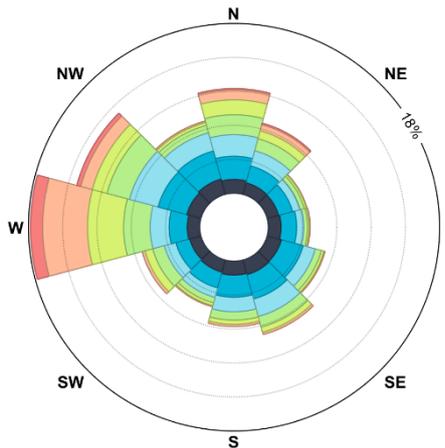


**Velocità in m/s**

- $V_w \geq 20$
- $15 \leq V_w < 20$
- $12 \leq V_w < 15$
- $9 \leq V_w < 12$
- $6 \leq V_w < 9$
- $3 \leq V_w < 6$
- $0 \leq V_w < 3$

**ROSA DEI VENTI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 148 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N



**Velocità in m/s**

- $V_w \geq 20$
- $15 \leq V_w < 20$
- $12 \leq V_w < 15$
- $9 \leq V_w < 12$
- $6 \leq V_w < 9$
- $3 \leq V_w < 6$
- $0 \leq V_w < 3$

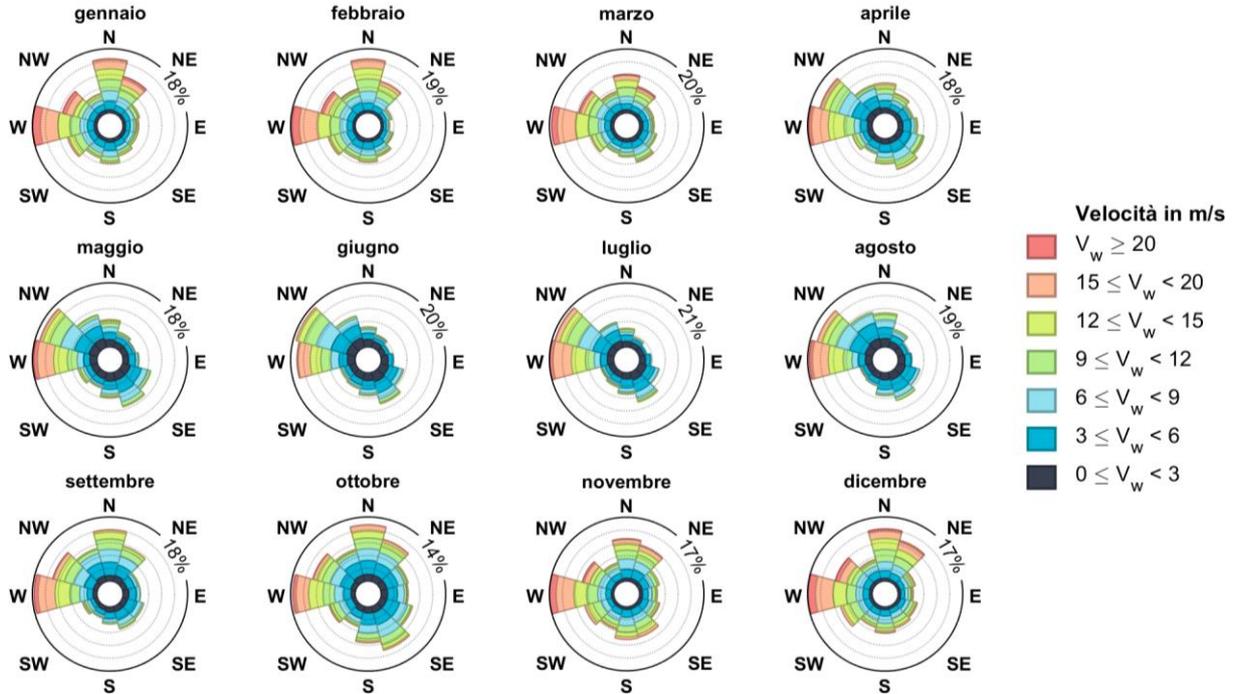
**Figura 4.8 – Confronto rose dei venti a 10mMSL ed estrapolazione a 148 mMSL per la località di progetto.**

Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>20 di 31</b>

**ROSE DEI VENTI MENSILI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 148 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N

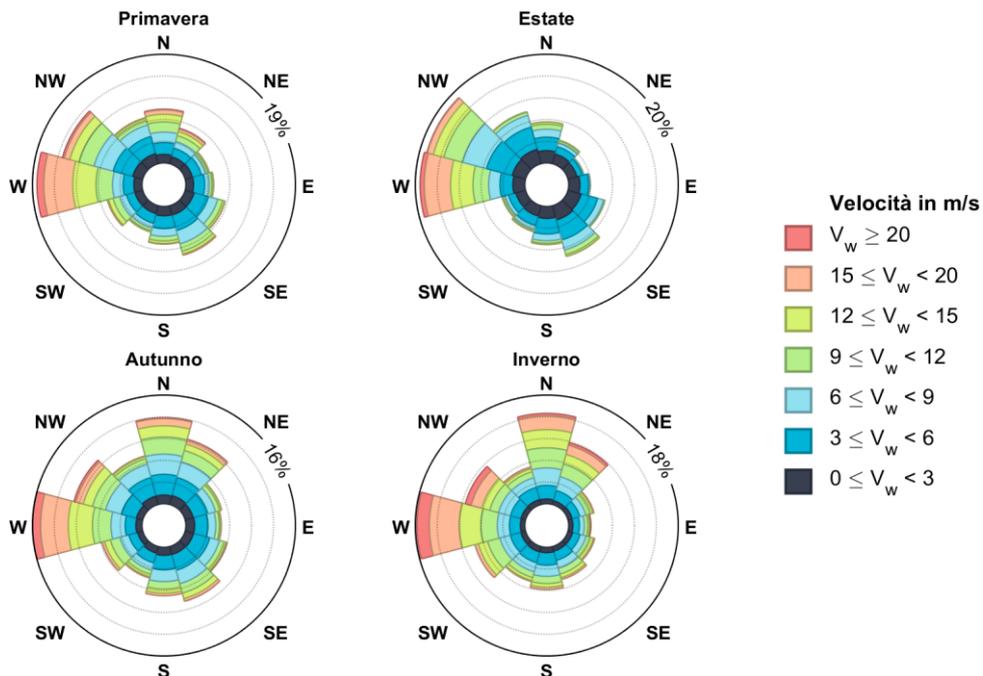


**Figura 4.9 – Rose dei venti mensili a 148 mMSL per la località di progetto.**

Elaborazione iLStudio.

**ROSA DEI VENTI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 148 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N



**Figura 4.10 – Rose dei venti stagionali a 148 mMSL per la località di progetto.**

Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>21 di 31</b>

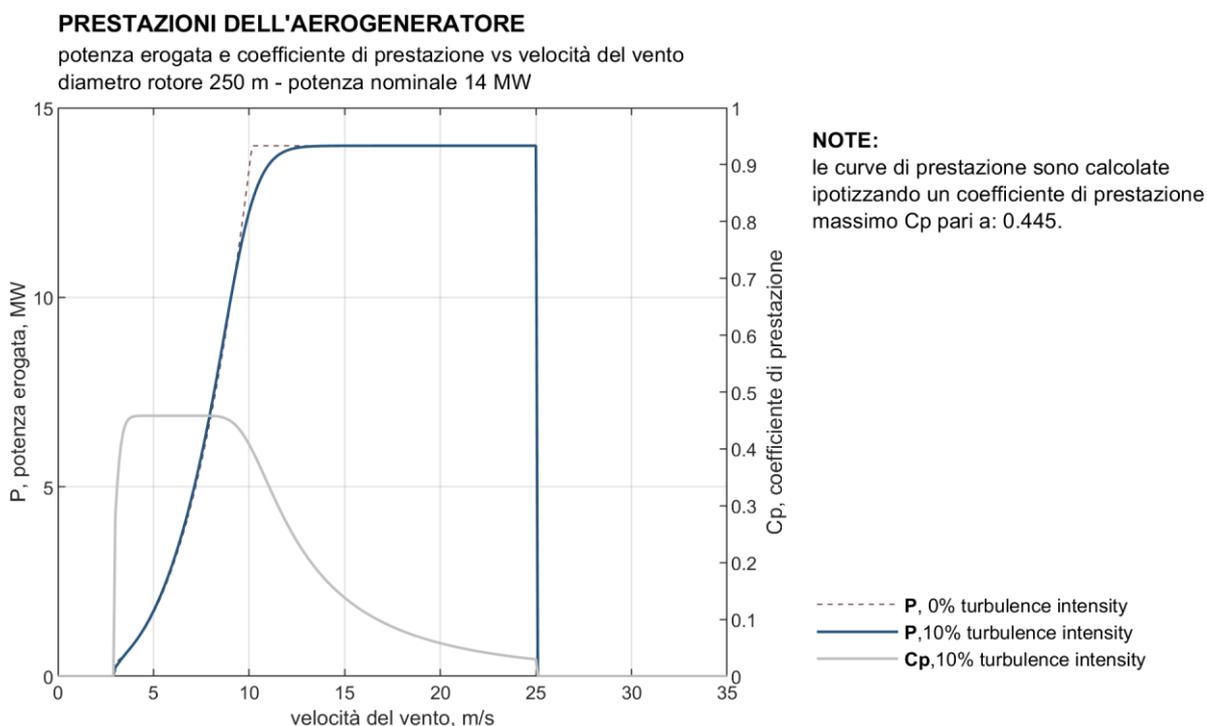
## 5. DEFINIZIONE DEL LAYOUT E RESA ENERGETICA

Questa sezione descrive in dettaglio le assunzioni e la metodologia per la progettazione del layout del parco eolico. Nello specifico la sezione 5.1 presenta le caratteristiche prestazionali e il tipo di aerogeneratore ipotizzato nelle analisi. La sezione 5.2 discute brevemente l'approccio utilizzato per la generazione delle alternative di layout mentre, la sezione 5.2.1, descrive i metodi e le metriche di valutazione e selezione del layout finale le cui caratteristiche sono a consuntivo nella sezione finale.

### 5.1. Tipo e caratteristiche dell'aerogeneratore

Il progetto non prevede ancora l'adozione di uno specifico modello di aerogeneratore. La procedura di valutazione della producibilità energetica, infatti, è condotta con approccio *design envelope* mediante cui sono ipotizzati scenari realistici di sviluppo su un orizzonte di tempo adeguato alla scala temporale autorizzativa del progetto. Con questo spirito, la valutazione che segue si basa su configurazioni di aerogeneratore del tipo in Tabella 4.2 con potenza nominale elettrica di 14 MW diametro rotore 236 e 250 m, altezza hub 148 e 155 mMSL.

Indipendentemente dal modello adottato, gli aerogeneratori saranno del tipo tripala ad asse orizzontale con rotore in configurazione *upwind* (sopravento). La Figura 5.1 mostra la curva di potenza teorica della turbina in condizioni standard per la configurazione "prevedibile" (rif. Tabella 4.2). Si assume infine un intervallo di funzionamento tra 3 e 25 m/s (velocità di *cut-in* e *cut-off*).



**Figura 5.1 – Esempio di curva e coefficiente di potenza teorica per aerogeneratore.**  
Diametro rotore 250 m, potenza nominale massima 14 MW. Elaborazione iLStudio.

### 5.2. Generazione delle alternative di layout

Una serie di layout costituiti da 72 aerogeneratori è stata generata applicando i vincoli di cui alla sezione 3; le alternative sono state ottenute modificando il numero di filari e di allineamenti imponendo come target l'ottimizzazione delle perdite di scia. La fase di calcolo si articola analizzando i vincoli spaziali contenuti in file GIS (Geographical Information System) appositamente preparati, nonché con i risultati della valutazione della

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>22 di 31</b>

risorsa eolica e con il software di calcolo degli effetti di scia e dell'intensità di turbolenza. Il processo è ovviamente iterativo.

### 5.2.1. Valutazione e selezione del layout

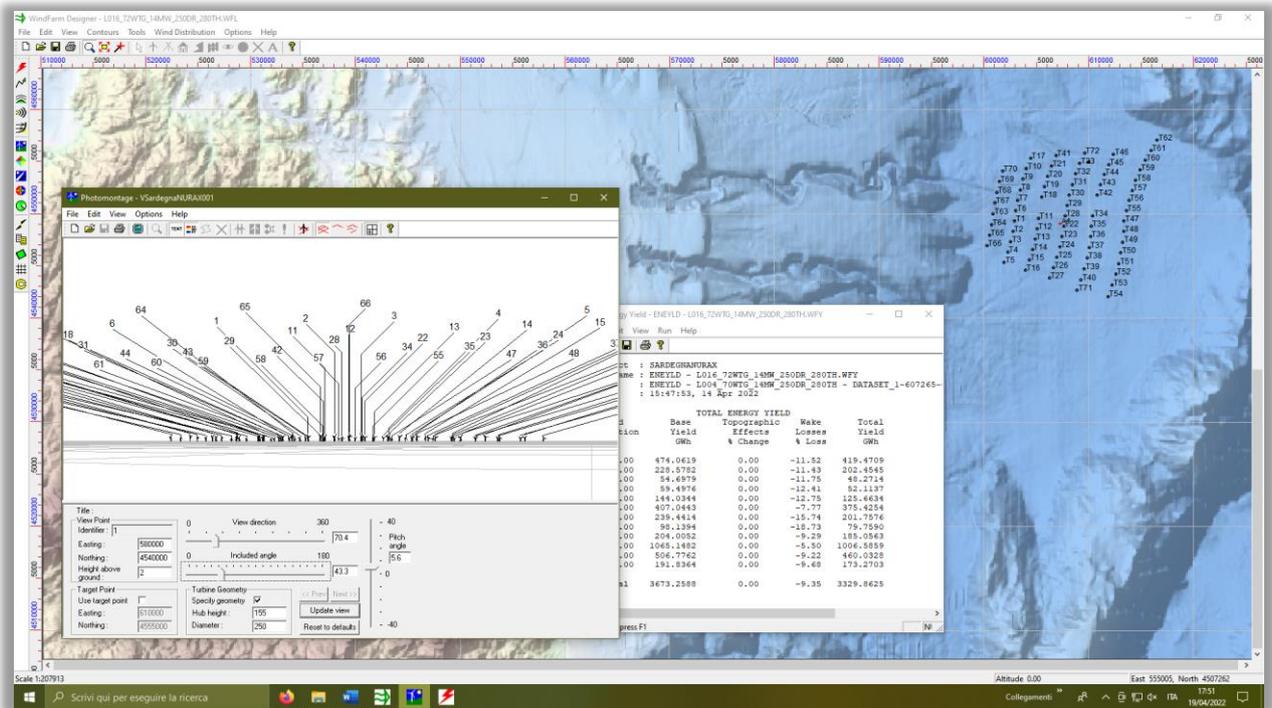
Tutti i layout creati sono stati valutati esaminando e confrontando:

- l'entità dell'effetto scia (wake),
- la producibilità annuale stimata di energia (energy yield).

In accordo con i risultati dell'analisi anemologica, la definizione del layout del parco ha tenuto conto della direzione di massima ventosità media annuale orientata secondo la direttrice 270 gradi nord considerando tuttavia anche i contributi stagionali di vento nelle direzioni 0, 150 e 30 gradi nord.

Le analisi di producibilità dell'impianto sono state effettuate mediante il software di calcolo Resoft WindFarm. L'applicativo consente, tra le altre:

- la realizzazione di analisi MCP (Misura – Correlazione – Predizione) della velocità del vento;
- il calcolo della produzione di energia in relazione al regime di vento locale e alle curve caratteristiche delle turbine includendo anche gli effetti topografici e di scia,
- l'ottimizzazione del layout per la massima produzione energetica o il minimo costo dell'energia includendo eventuali condizioni sul paesaggio, pianificazione (incluso rumore) e vincoli progettuali,
- la realizzazione di calcoli acustici (con analisi delle curve iso - rumore),
- la creazione di mappe delle zone di influenza visiva, fotomontaggi ed animazioni di qualità anche per la simulazione dello shadow flickering.



**Figura 5.2 – Interfaccia del software impiegato per l'analisi di producibilità.**

Il workflow del software è inoltre strutturato secondo moduli di analisi indipendenti per la gestione degli input e degli output. Nell'ambito del presente progetto il software è stato utilizzato per:

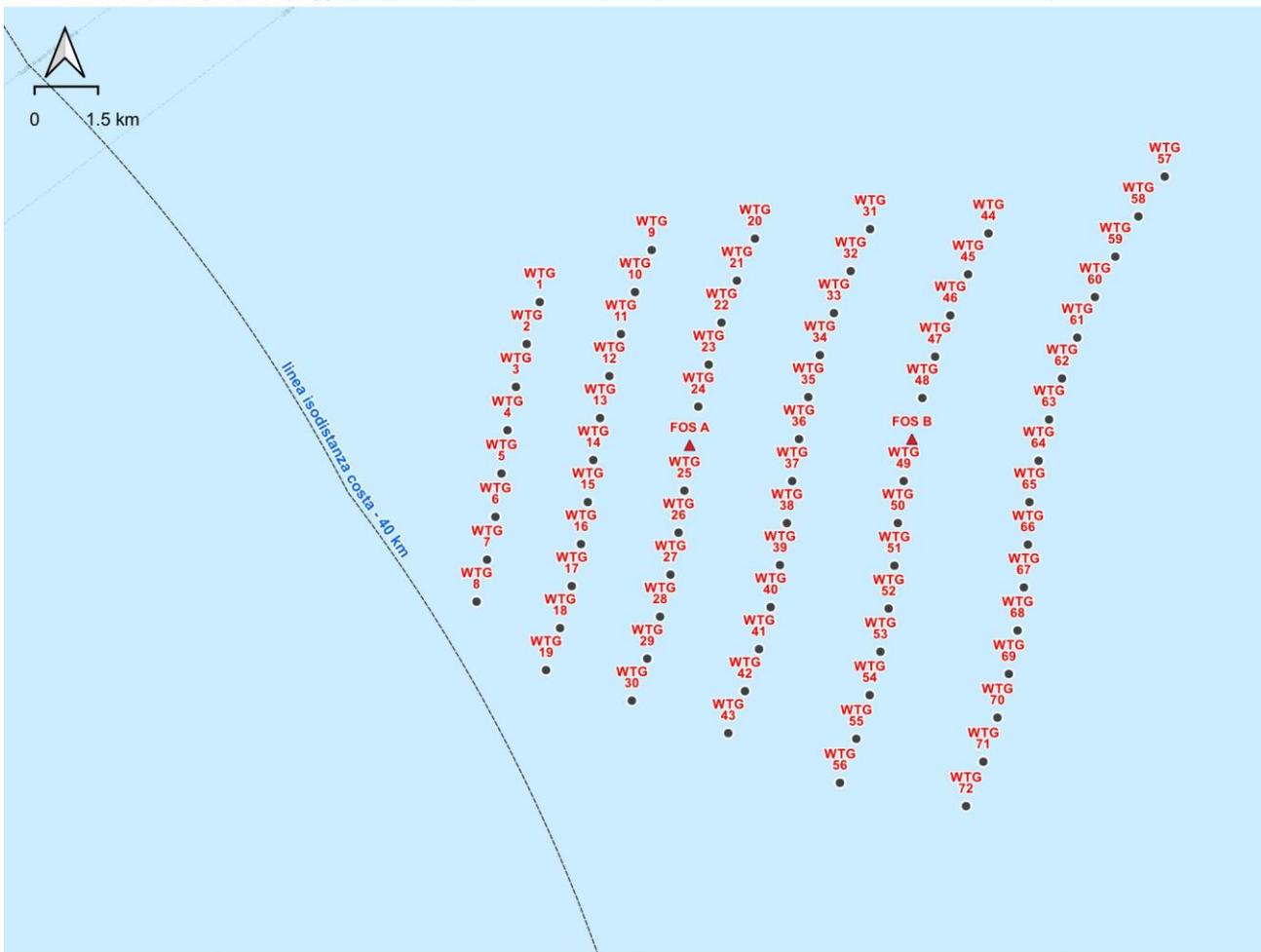
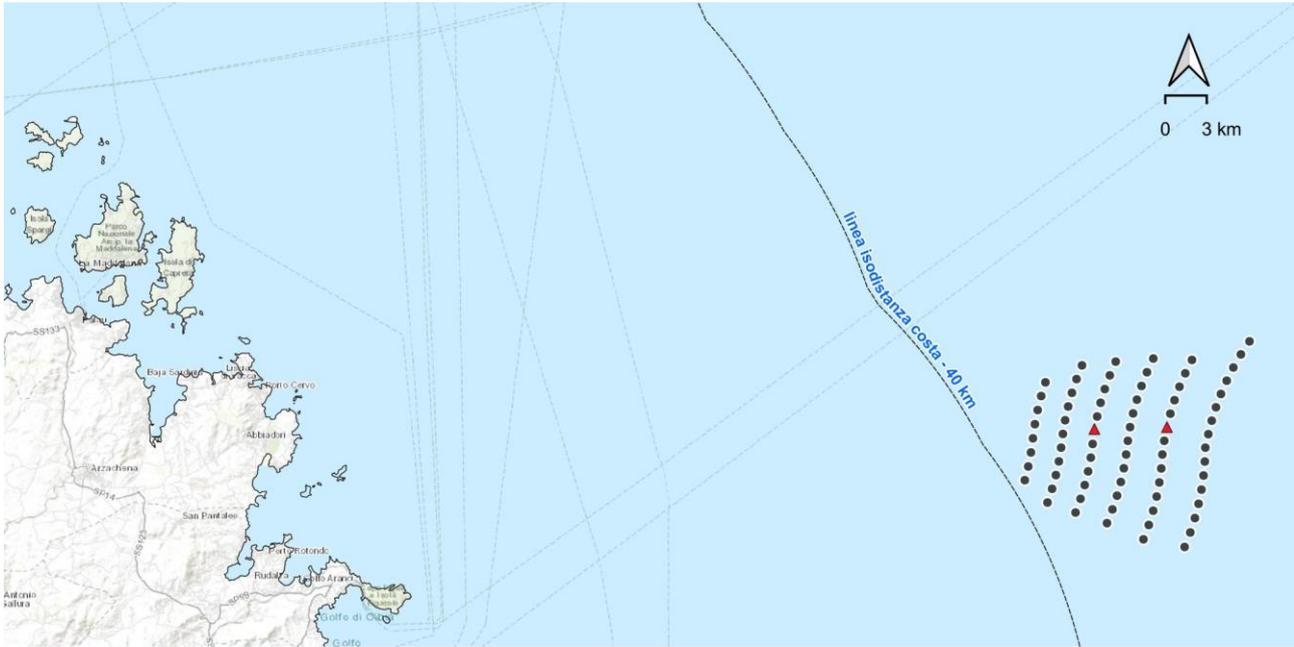
- la definizione del sito di progetto e la stima della risorsa eolica disponibile e statisticamente prevedibile su base storica,

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>23 di 31</b>

- definizione del layout di impianto secondo le indicazioni fornite dall'analisi della rosa dei venti locale,
- calcolo della producibilità teorica,
- aggiustamento e ottimizzazione del layout soggetto a vincoli.

Il layout definito a valle della fase di calcolo, le cui coordinate sono riportate nella successiva Tabella 5 1, garantisce una interdistanza minima tra filari variabile tra 2000 e 3000 m lungo la direzione di vento prevalente (270 gradi nord) corrispondenti rispettivamente a 8 e 12 diametri di rotore; si tratta senza dubbio di valori ottimali per la minimizzazione dell'effetto scia. Sono inoltre rispettati i vincoli di cui al capitolo 3.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>24 di 31</b>



**PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE**  
Analisi di layout - configurazione di layout adottata.  
Elaborazione iLStudio

**Figura 5.3 – Layout, configurazione adottata.**  
Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>25 di 31</b>

**Tabella 5.1 – coordinate strutture offshore per la soluzione di layout proposta.**

Coordinate secondo EPSG32632 UTM 32N. Elaborazione iLStudio.

ID WTG	Easting	Northing	Batimetria
WTG1	601776.35	4554092.7	-1397.8
WTG2	601468.92	4553094.19	-1392.6
WTG3	601214.03	4552073.79	-1387.4
WTG4	601014.39	4551042.4	-1404.2
WTG5	600872	4550011	-1408.8
WTG6	600729.61	4548979.6	-1423.2
WTG7	600532.41	4547959.21	-1436.4
WTG8	600284.21	4546960.69	-1451.4
WTG9	604421.3	4555331	-1454.4
WTG10	604026.57	4554331	-1430.0
WTG11	603693.92	4553331	-1425.8
WTG12	603420.01	4552331	-1422.8
WTG13	603201.16	4551331	-1423.4
WTG14	603040.24	4550331	-1433.6
WTG15	602911.33	4549331	-1440.8
WTG16	602750.42	4548331	-1455.4
WTG17	602531.57	4547331	-1467.4
WTG18	602257.66	4546331	-1477.8

ID WTG	Easting	Northing	Batimetria
WTG19	601925.01	4545331	-1470.2
WTG20	606859.55	4555603.38	-1493.4
WTG21	606432.92	4554603.38	-1478.4
WTG22	606069.77	4553603.38	-1472.0
WTG23	605766.74	4552603.38	-1463.0
WTG24	605520.97	4551603.38	-1453.8
WTG25	605192.79	4549603.38	-1463.2
WTG26	605055.45	4548603.38	-1478.2
WTG27	604864.61	4547603.38	-1483.4
WTG28	604618.84	4546603.38	-1487.8
WTG29	604315.8	4545603.38	-1487.2
WTG30	603952.65	4544603.38	-1489.0
WTG31	609579.32	4555830.23	-1528.4
WTG32	609119.89	4554830.23	-1523.4
WTG33	608725.15	4553830.23	-1510.2
WTG34	608392.5	4552830.23	-1503.2
WTG35	608118.59	4551830.23	-1505.2
WTG36	607899.74	4550830.23	-1501.2

ID WTG	Easting	Northing	Batimetria
WTG37	607738.83	4549830.23	-1495.2
WTG38	607614.54	4548830.23	-1503.2
WTG39	607449	4547830.23	-1513.2
WTG40	607230.15	4546830.23	-1518.2
WTG41	606956.24	4545830.23	-1515.2
WTG42	606623.59	4544830.23	-1512.2
WTG43	606228.86	4543830.23	-1518.2
WTG44	612374.8	4555727.35	-1546.8
WTG45	611892.4	4554753.02	-1551.2
WTG46	611473.38	4553775.12	-1546.8
WTG47	611114.38	4552793.82	-1542.2
WTG48	610812.55	4551809.29	-1536.0
WTG49	610372	4549831	-1523.2
WTG50	610234.66	4548831	-1532.2
WTG51	610152.79	4547816.25	-1539.0
WTG52	610016.31	4546795.58	-1539.8

ID WTG	Easting	Northing	Batimetria
WTG55	609253.45	4543695.21	-1538.8
WTG56	608867.3	4542647.45	-1540.4
WTG57	616536.38	4557080.47	-1568.0
WTG58	615915.26	4556131.1	-1567.4
WTG59	615370.32	4555175.04	-1561.6
WTG60	614889.81	4554213.34	-1567.2
WTG61	614471.15	4553246.21	-1568.2
WTG62	614111.01	4552273.95	-1571.2
WTG63	613805.71	4551296.89	-1561.2
WTG64	613558.13	4550314.76	-1550.0
WTG65	613342.62	4549331	-1548.8
WTG66	613305.84	4548318.8	-1552.0
WTG67	613211.56	4547299.49	-1553.6
WTG68	613062.64	4546273.4	-1552.6
WTG69	612855.43	4545240.1	-1546.6
WTG70	612586.6	4544199.16	-1546.4

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>		
<b>Analisi della producibilità del sito</b>			
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>26 di 31</b>	

ID WTG	Easting	Northing	Batimetria
WTG53	609822.9	4545768.73	-1538.2
WTG54	609569.73	4544735.39	-1532.8

ID WTG	Easting	Northing	Batimetria
WTG71	612253.56	4543150.27	-1550.2
WTG72	611844.64	4542091.99	-1551.2

ID WTG	Easting	Northing	Profondità
FOS A	605318.65	4550685.24	-1454.6

ID WTG	Easting	Northing	Profondità
FOS B	610567.91	4550827.66	-1529.8

Il consuntivo delle caratteristiche e delle prestazioni conseguibili è riportato nel successivo paragrafo in Tabella 5.2.

### 5.2.2. Resa energetica

L'analisi di producibilità teorica restituisce, per le due configurazioni di aerogeneratore considerate, producibilità lorda (*gross AEP, gross Annual Energy Production*) tra un minimo di 3853.03 e un massimo di 4028.34 GWh/anno per le due configurazioni "commerciale" e "prevedibile" di cui alla Tabella 4.2; si stima inoltre un'incidenza delle perdite di scia pari al 7.84% e 8.02% rispettivamente cui va sommato un ulteriore contributo di perdita per dissipazione elettrica e indisponibilità dell'impianto (*availability*) cautelativamente quantificabili attorno al 10% dell'AEP al netto della scia. Risulta dunque una produzione di energia netta stimata (*net AEP, net Annual Energy Production*) tra circa 3195.80 GWh/anno per la configurazione "commerciale" e 3334.72 GWh/anno per la configurazione "prevedibile".

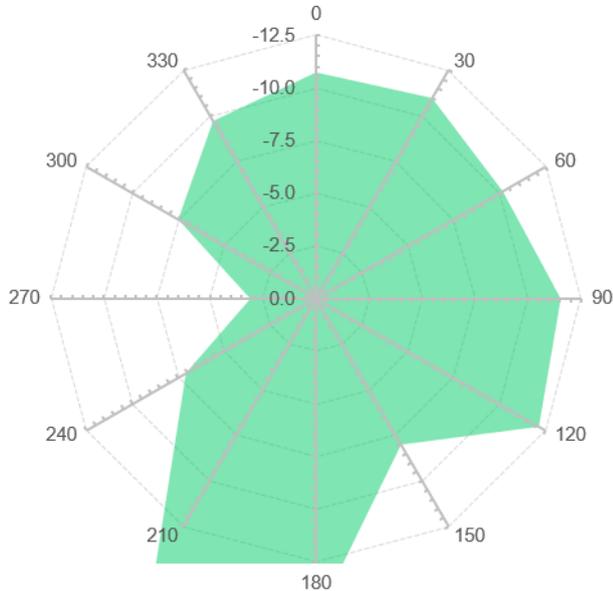
L'analisi dei grafici di Figura 5.4 relativi agli effetti delle perdite di scia sulla resa energetica del parco al variare della direzione del vento spirante, mostra come la perdita di efficienza è complessivamente ottimizzata sui settori a più elevata frequenza e intensità di vento.

Infine, in relazione alle caratteristiche operative dell'aerogeneratore, nello specifico l'intervallo di funzionamento tra le velocità di cut-in e cut-off, e le caratteristiche del clima anemologico locale, compendiate mediante la distribuzione di Weibull omnidirezionale estrapolata alla quota hub (rif. Figura 5.6), è possibile stimare un tempo operativo dell'impianto, inteso come monte ore annuale in regime di produzione, di circa 7526 ore/anno (86%). Il consuntivo delle caratteristiche delle soluzioni analizzate e delle relative prestazioni è riportato nella successiva Tabella 5.2.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>27 di 31</b>

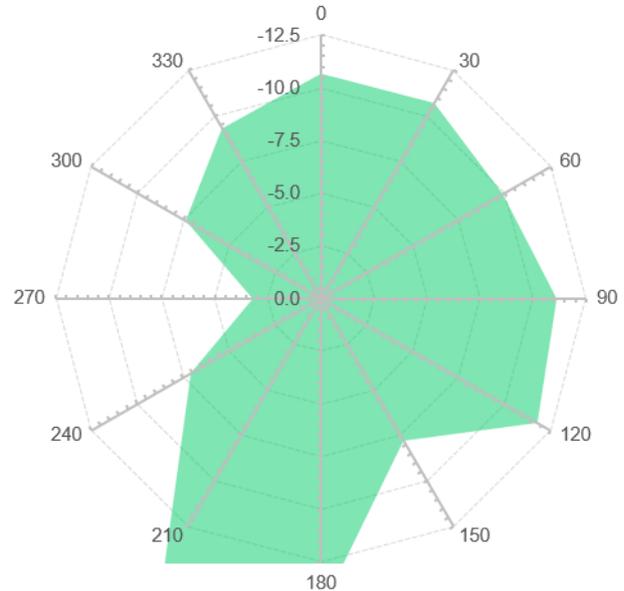
**RESA ENERGETICA DEL PARCO EOLICO**

rosa delle perdite di scia - config. "prevedibile"  
14MW - 250m RD - 155HH



**RESA ENERGETICA DEL PARCO EOLICO**

rosa delle perdite di scia - config. "commerciale"  
14MW - 236m RD - 148HH



**Figura 5.4 – Prestazioni del layout in termini di resa energetica. Rosa delle perdite di scia.**

Elaborazione iLStudio.

**Tabella 5.2 – Consuntivo caratteristiche e prestazioni dell'output di layout.**

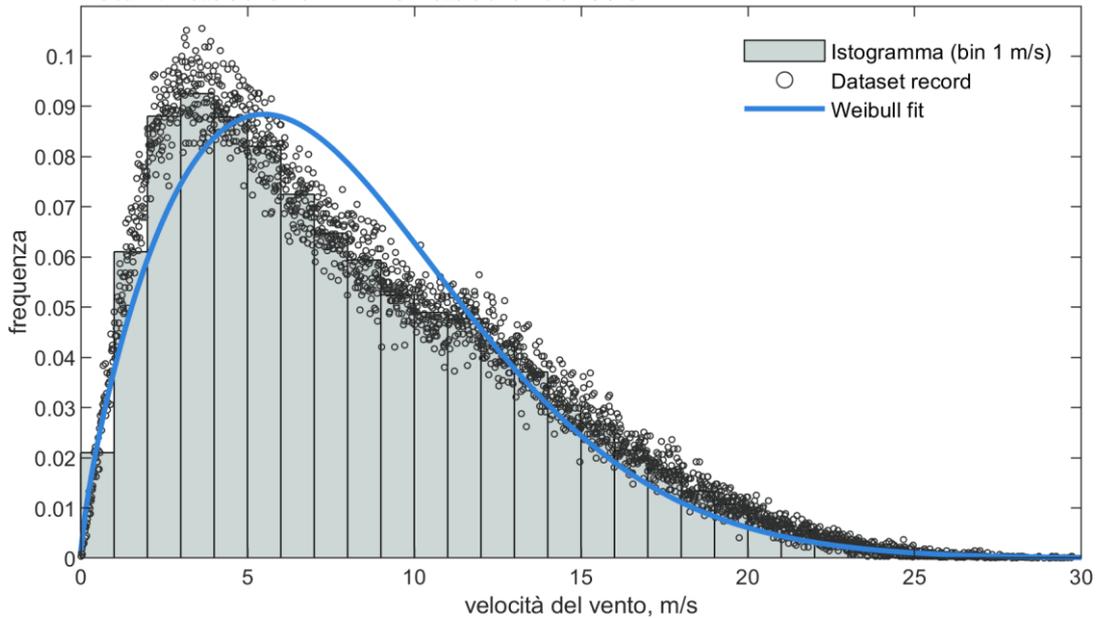
Elaborazione iLStudio.

<b>CONFIGURAZIONE LAYOUT</b>	72 x WTG + 2 x FOS	72 x WTG + 2 x FOS
<b>CONFIGURAZIONE AEROGENERATORE</b>	"prevedibile"	"commerciale"
<b>Potenza nominale</b>	14 MW	14 MW
<b>Diametro rotore</b>	250 m	236 m
<b>Quota Hub</b>	155 mMSL	148 mMSL
<b>Velocità di cut-in</b>	3 m/s	3 m/s
<b>Velocità di cut-off</b>	25 m/s	25 m/s
<b>BATIMETRIA DELL'AREA</b>		
<b>Profondità minima</b>	~1387.4 m	~1387.4 m
<b>Profondità media</b>	~1500.1 m	~1500.1 m
<b>Profondità massima</b>	~1571.2 m	~1571.2 m
<b>PRESTAZIONI ENERGETICHE</b>		
<b>AEP lordo</b>	4028 GWh/anno	3853 GWh/anno
<b>Perdita di scia</b>	8.02%	7.84%
<b>AEP al netto della scia</b>	3705 GWh/anno	3551 GWh/anno
<b>Perdita availability</b>	10%	10%
<b>AEP netto</b>	3335 GWh/anno	3196 GWh/anno
<b>Capacity factor netto teorico</b>	36.2%	37.8%

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>28 di 31</b>

**DATASET ANEMOLOGICO PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 148 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N  
Weibull fit - Fattore di forma k = 1.7428 - Fattore di forma c = 8.9464

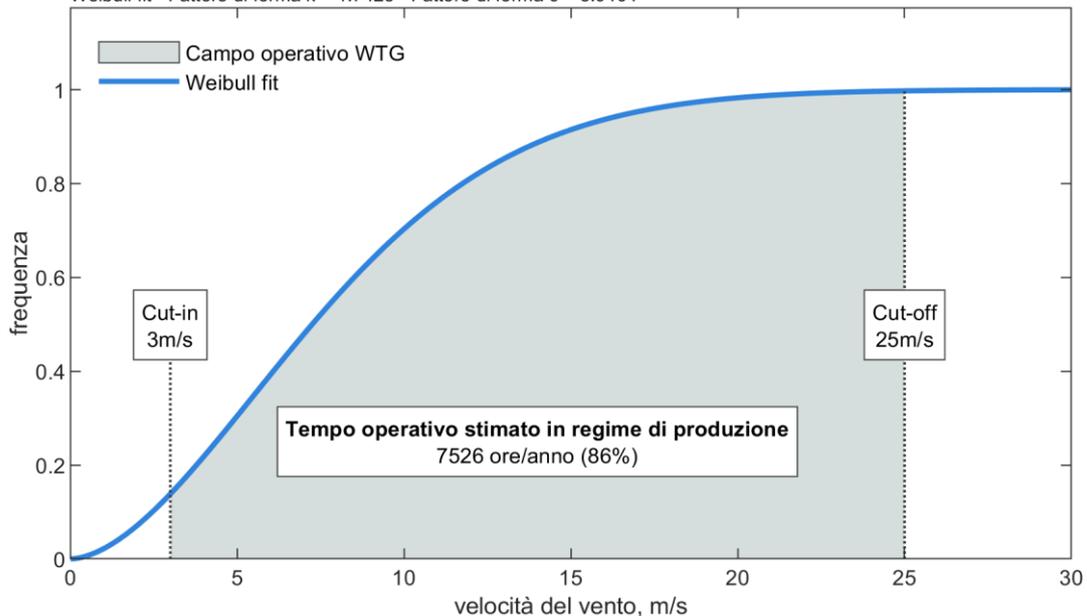


**Figura 5.5 – Approssimazione di Weibull dell’estrpolazione a 148 mMSL del dataset di vento DHI.**

Elaborazione iLStudio.

**DATASET ANEMOLOGICO PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 148 mMSL**

dati secondo DHI - COSMO Reanalysis 6km CREA6 DWD  
coordinate WGS 84 / UTM zone 32N: 607265E, 4549074N  
Weibull fit - Fattore di forma k = 1.7428 - Fattore di forma c = 8.9464



**Figura 5.6 – Tempo operativo del parco valutato sulla Weibull omnidirezionale di vento alla quota hub 148 mMSL.**

Elaborazione iLStudio.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>29 di 31</b>

## 6. CONCLUSIONI

È stata effettuata l'analisi di dettaglio per la definizione del layout del parco propedeutica alla stima della producibilità elettrica annuale attesa. La fase di macro-siting, descritta nel documento "Studio Preliminare Ambientale", orientata alla minimizzazione delle interferenze negative con l'esistente assetto ambientale e antropico, ha restituito un'area di indagine preliminare a cui sono stati sovrapposti ulteriori vincoli relativi alla minimizzazione dell'impatto visivo sui ricettori costieri, l'evitamento di aree marine potenzialmente pregiate, l'applicazione di buffer di sicurezza rispetto a infrastrutture marine esistenti (cavi di telecomunicazione).

Si è quindi passati a valutare la risorsa energetica disponibile nel sito attraverso l'analisi di dataset di vento basati su modelli atmosferici e serie storiche hindcast estraendo un idoneo profilo verticale di velocità del vento di lungo periodo. Il regime di vento determinato è caratterizzato da un cospicuo contenuto energetico con picchi di intensità e frequenza nel settore di vento centrato sui 270 gradi nord.

Sono stati quindi valutati diversi concetti di layout secondo due descrittori prestazionali, l'AEP (Annual Energy Production) e le perdite di scia, per definire un layout ottimale compatibile con i vincoli. La soluzione tecnica di riferimento per le analisi ha previsto 72 aerogeneratori da 14 MW per una capacità elettrica nominale di 1008 MW. Le dimensioni e la curva caratteristica sono state stimate in riferimento a soluzioni commerciali e prevedibili scenari di sviluppo della tecnologia ipotizzando due differenti soluzioni tecniche. La fase di calcolo si è conclusa positivamente individuando una soluzione di layout che, per una capacità installata di 1008 MW determina un AEP lordo variabile tra un minimo di 3853.03 e un massimo di 4028.34 GWh/anno al variare della configurazione di calcolo ("commerciale" vs "prevedibile" rispettivamente) con minime perdite di scia comprese tra il 7.84% e l'8.02% ("commerciale" vs "prevedibile" rispettivamente). La producibilità netta, considerando anche perdite non fluidodinamiche di tipo elettrico e di availability dell'impianto, varia infine tra 3195.80 GWh/anno e 3334.72 GWh/anno (configurazione "commerciale" vs "prevedibile"). Infine, il tempo operativo, stimato sulla distribuzione Weibull omnidirezionale alla quota hub 148 mMSL, si attesta, in relazione all'intervallo di lavoro dell'aerogeneratore tra le velocità di cut-in e cut-off, attorno a 7526 ore/anno corrispondente a circa l'86% del monte ore complessivamente disponibile.

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>30 di 31</b>

## RIFERIMENTI

---

DHI, 2022. *MetOcean Data Portal, On demand data and analytics globally*. [Online]

Available at: <http://www.metocean-on-demand.com>

DTU, 2020. *orbit.dtu.dk*. [Online]

Available at: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/control-system-design-for-a-20-mw-reference-wind-turbine/fingerprints/>

[Accessed 2021].

EMODnet, 2021. *EMODnet Bathymetry*. s.l.:s.n.

EMODnet, 2021. *EMODnet Human Activities*. s.l.:EMODnet.

Manwell, J. F. & McGowan, J. G., 2009. *Wind energy explained, theory design and application*. 2nd ed. s.l.:Wiley.

NREL, 2021. *IEA Wind TCP Task 37 - Definitio of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine - Technical Report*, s.l.: NREL.

Technical University of Denmark (DTU), 2021. *Global Wind Atlas*. [Online]

Available at: <https://globalwindatlas.info/>

[Accessed Marzo 2022].

TNO Innovation for Life, 2020. *TNO Innovation for Life*. [Online]

Available at: <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/renewable-electricity/wind-energy/cost-effective-windturbines-sea/10-20-mw-offshore-wind-turbines/>

[Accessed 2021].

PROGETTO PRELIMINARE	<b>PARCO EOLICO OFFSHORE NEL MAR TIRRENO NORD - OCCIDENTALE</b>	
<b>Analisi della producibilità del sito</b>		
Codice documento: <b>F0122TR06RELPRO00b</b>	Data emissione: <b>Maggio 2022</b>	Pagina <b>31 di 31</b>

*Il presente documento, composto da n. 37 fogli è protetto dalle leggi nazionali e comunitarie in tema di proprietà intellettuali delle opere professionali e non può essere riprodotto o copiato senza specifica autorizzazione del Progettista.*

*Taranto, Maggio 2022*

*Dott. Ing. Luigi Severini*

*Hanno collaborato alla redazione degli studi:*

<i>ing. Alessandro Severini</i>	iLStudio srl	<i>Coordinamento multidisciplinare</i>
<i>ing. Lorenzo Carrieri</i>	iLStudio srl	<i>Analisi numeriche e modellistica computazionale</i>
<i>ing. Carlo Franchini</i>	iLStudio srl	<i>Analisi numeriche e modellistica computazionale</i>
<i>ing. Sara Bray</i>	Nicetechnology srl	<i>Studio ambientale e geotecnico</i>
<i>ing. Antonio Di Cosola</i>	iLStudio srl	<i>Studio ambientale e territoriale</i>
<i>ing. Carmine Rizzo</i>	iLStudio srl	<i>Studio ambientale e territoriale</i>
<i>geol. Raffaele Sassone</i>	iLStudio srl	<i>Studio geologico e idrogeologico</i>
<i>dott.ssa Simona Capozza</i>	Nicetechnology srl	<i>Analisi normativa e procedurale</i>
<i>dott. Pierfrancesco Severini</i>	iLStudio srl	<i>Studio ambientale</i>
<i>p.i. Daniele Donadei</i>	iLStudio srl	<i>Elaborazioni CAD/GIS</i>
<i>rag. Paola Digiacomo</i>	iLStudio srl	<i>Analisi procedurale e editing</i>