



COMMITTENTE:



**SCS 28 S.R.L.**

Via Generale Giacinto Antonelli 3  
Monopoli - BA, P.IVA/C.F. 08760740723

*Titolo del Progetto:*

**REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE, DENOMINATO "ULISSE 1", DI POTENZA NOMINALE PARI A 1620 MW, DA LOCALIZZARSI NEL MAR ADRIATICO AL LARGO DELLA COSTA DEL COMUNE DI MONOPOLI (BA)**

Località

**MONOPOLI (BA)**

Codice A.U.

-

**PROGETTO PRELIMINARE**

ID PROGETTO:

PEAL

DISCIPLINA:

P

TIPOLOGIA:

FORMATO:

**TITOLO: RELAZIONE TECNICA ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO**

N° DOCUMENTO: **P0039039-3-H3**

IL TECNICO:

Ing. Riccardo Zaccone



**RINA CONSULTING S.P.A.**

Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA  
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102

REV:

DATA REVISIONE

DESCRIZIONE REVISIONE

REDATTO

CONTROLLATO

APPROVATO

00

Maggio 2024

Prima Emissione

SMA13

MAB

SSA

---

## INDICE

<b>LISTA DELLE TABELLE</b>	<b>3</b>
<b>LISTA DELLE FIGURE</b>	<b>3</b>
<b>1   PREMESSA</b>	<b>5</b>
<b>2   IL PARCO EOLICO</b>	<b>6</b>
2.1   STIMA DELLA RISORSA EOLICA	6
2.2   ANALISI E RISULTATI	7
2.2.1   Determinazione della producibilità del sito	7
2.3   CONCLUSIONI	8

---

## LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2.1 Produzione preliminare stimata	7
--	---

## LISTA DELLE FIGURE

Figura 1.1 Inquadramento generale del parco eolico offshore flottante “Ulisse 1”	5
Figura 2.1 Distribuzioni di frequenza ed energia a 150 m s.l.m.	6

---

## ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

<b>S.r.l.</b>	Società a responsabilità limitata
<b>S.p.A.</b>	Società per azioni
<b>RTN</b>	Rete di Trasmissione Nazionale
<b>SLM</b>	Sul livello del mare
<b>PDF</b>	Probability Density Function
<b>DTU</b>	Technical University of Denmark
<b>OWF</b>	Offshore Wind Farm

## 1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta per illustrare le principali informazioni sulle caratteristiche del progetto e sui potenziali effetti significativi sull'ambiente relativi alla realizzazione del Parco Eolico Offshore Flottante, denominato "Ulisse 1", proposto dalla Società SCS 28 S.r.l. (di seguito la "Proponente"), controllata da SCS Innovation S.r.l., Società con un'esperienza pluriennale nei principali ambiti delle energie rinnovabili, specializzata nello sviluppo, progettazione ed installazione di impianti fotovoltaici ed eolici, ponendosi come obiettivo principale quello di fornire al cliente impianti di elevate qualità e rendimento.

La Proponente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore composto da 108 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 15 MW, per una capacità totale nominale di 1620 MW e una potenza richiesta di immissione alla RTN di 1620 MW.

Il parco sarà localizzato nel Mar Adriatico, nello specchio di mare prospiciente il comune di Bari, al di fuori del limite delle acque territoriali, ad una distanza minima dalla costa della Regione Puglia di circa 40 km e ad una distanza massima di circa 60 km. Nell'area scelta per l'installazione delle turbine il fondale ha una profondità indicativa tra i -300 m e i -1100 m.

Il parco sarà suddiviso in due sub-aree: una posizionata a Nord-Est (NE) e una posizionata a Sud-Ovest (SO), come mostrato in Figura 1.1.

La scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, della profondità, dei possibili nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. e, non da ultimo, minimizzando/evitando il più possibile le aree di potenziale maggior interferenza a livello ambientale.

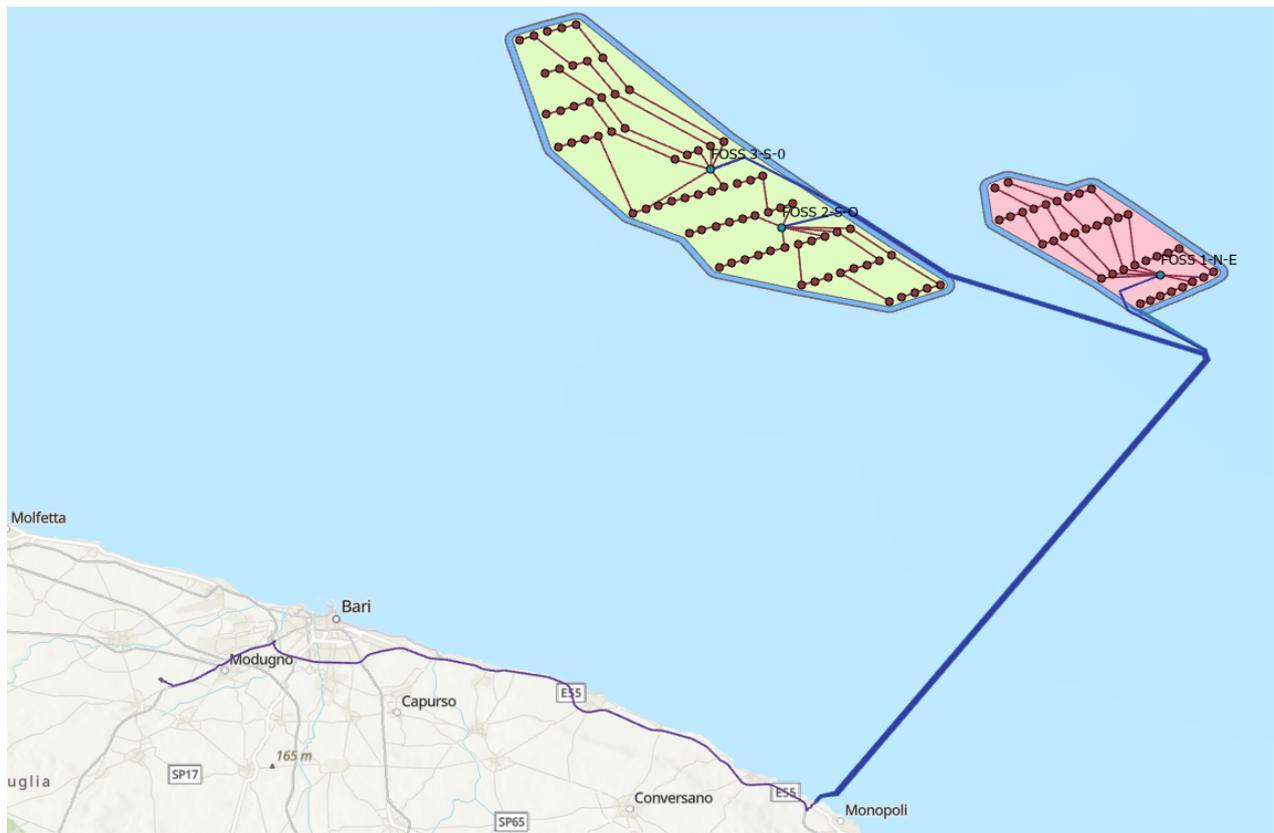


Figura 1.1 Inquadramento generale del parco eolico offshore flottante "Ulisse 1"

## 2 IL PARCO EOLICO

Il parco eolico “Ulisse 1” è composto da 108 aerogeneratori, ciascuno da 15 MW di potenza nominale.

Le caratteristiche delle turbine eoliche prese in considerazione per la seguente analisi di producibilità sono di seguito elencate:

- ✓ Diametro del rotore: 236 m;
- ✓ Altezza del mozzo dal pelo libero dell’acqua: 150 m.

Gli aerogeneratori saranno distanziati tra di loro di almeno 3.600 m corrispondenti a circa 15 diametri del rotore lungo la direzione prevalente del vento.

### 2.1 STIMA DELLA RISORSA EOLICA

Poiché non è stata effettuata alcuna valutazione della risorsa eolica specifica dell’area, dove è prevista l’installazione degli aerogeneratori, le informazioni sono state dedotte da dati anemologici disponibili sui database meteo. Da questi database è stato quindi possibile dedurre i dati anemologici necessari alla stima preliminare della producibilità del sito. Vista la natura preliminare del progetto e tenuto conto dei dati ad oggi disponibili, non sono state fatte considerazioni di dettaglio sulla incertezza della stima di producibilità.

Le immagini seguenti illustrano la distribuzione di frequenza ed energia, ad un livello di altezza del mozzo pari a 150 m s.l.m., per l’area in cui è situato il progetto Ulisse 1, fornita dal database EMD-WRF Europe+ (ERA5).

La densità di energia eolica per l’intera area, a 150 m di quota s.l.m., è compresa tra 445 e 453 W/m<sup>2</sup>.

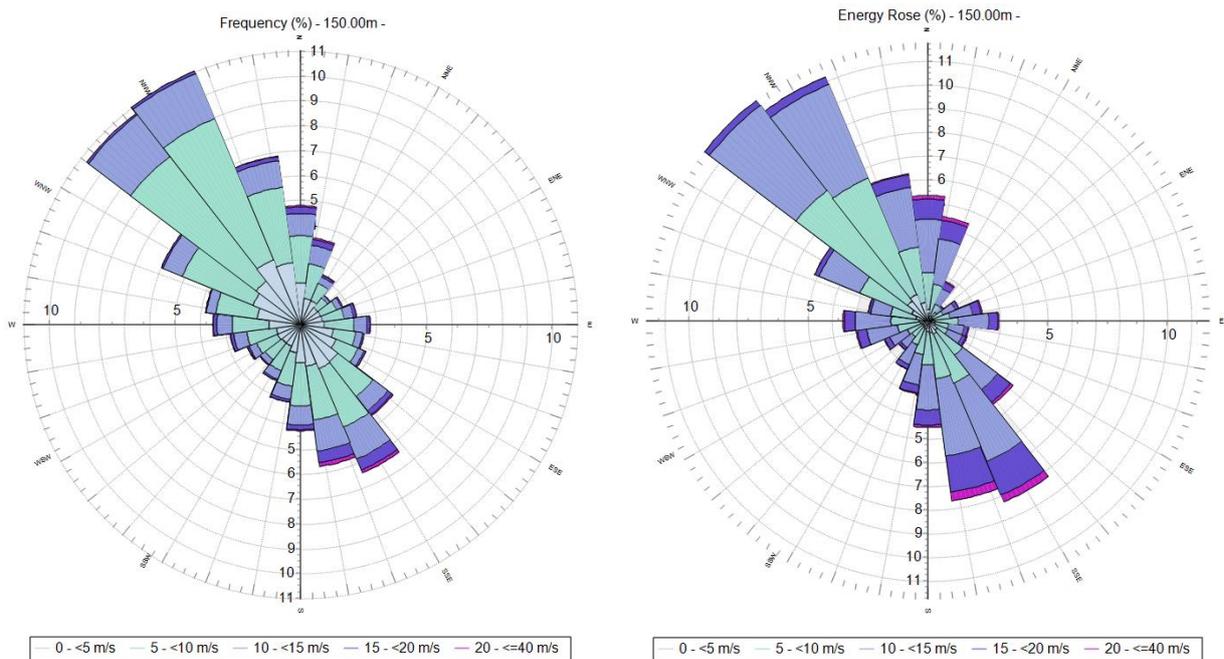


Figura 2.1 Distribuzioni di frequenza ed energia a 150 m s.l.m.

La procedura applicata per ottenere un’analisi preliminare della producibilità di questo sito si compone dei seguenti passaggi:

- ✓ le distribuzioni di frequenza a lungo termine sono state estrapolate orizzontalmente rispetto agli aerogeneratori del Progetto utilizzando accelerazioni derivate da entrambi i modelli di flusso lineare WAsP;
- ✓ alle curve di potenza degli aerogeneratori sono state applicate le distribuzioni di lungo termine presso le sedi degli aerogeneratori;
- ✓ è stato utilizzato il modello N.O. Jensen (2005) per calcolare gli effetti di scia interna.

La stima della resa energetica è stata effettuata all’interno del software WindPRO v3.5 sviluppato da EMD.

Per calcolare gli effetti di scia attesi tra gli aerogeneratori, è stato utilizzato il modello N.O. Jensen (2005) con una costante di decadimento della scia di 0,050, utilizzando il software di interfaccia WindPRO v3.5 sviluppato da EMD. In determinate condizioni sono note alcune limitazioni al modello N.O.Jensen, tuttavia queste condizioni non dovrebbero essere prevalenti nel sito di Progetto. Si noti che la modellazione della scia non include un'analisi della turbolenza indotta dalla scia.

## 2.2 ANALISI E RISULTATI

### 2.2.1 Determinazione della producibilità del sito

La stima della produzione lorda del sito è stata ottenuta incrociando la curva di potenza di una turbina da 15 MW con le distribuzioni di vento. In questo modo è stato possibile determinare l'energia annuale prodotta da ogni singolo aerogeneratore e quindi, moltiplicando per il numero totale degli aerogeneratori, la produzione lorda annuale del parco. Questa producibilità può essere espressa in ore equivalenti di funzionamento su base annua (fattore di capacità). È necessario applicare alla produzione lorda (che considera l'energia massima che l'aerogeneratore può produrre) una riduzione per le perdite di energia, ad esempio associate all'effetto scia tra gli aerogeneratori, tempi di fermo e di manutenzione, perdite elettriche nella trasmissione, restrizioni di rete, ecc. Questi elementi sono stati tenuti in considerazione considerando un fattore di perdita del 7.7 % per la stima della produzione netta. I risultati ottenuti sono riassunti in tabella 2.1

Tabella 2.1 Produzione preliminare stimata

	WTG da 15.0 MW
Altezza del mozzo [m]	150
Velocità media del vento al mozzo WTG [m/s]	6.9
Potenza Nominale del parco eolico [MW]	1620
<b>Produzione lorda di energia [GWh/a]</b>	<b>5106.5</b>
1. Effetto scia	92.3%
2. Effetto scia (futuri parchi eolici)	100.0%
3. Disponibilità	97%
4. Efficienza elettrica	98%
5. Prestazioni della turbina	99%
6. Ambientale	99%
7. Riduzione	100.0%
8. Altro	100.0%
<b>Fattore di perdita totale</b>	<b>86.0%</b>
<b>Produzione netta di energia, P50 (10-anno) [GWh/a]</b>	<b>4391.1</b>
<b>Fattore di capacità netta, P50 (10-anno)</b>	<b>30.9%</b>

Le perdite sopra descritte sono molto preliminari e in fase avanzata del Progetto è necessaria un'analisi dettagliata delle perdite. Tutte le perdite si basano sulle nostre esperienze e sui dati standard.

Per il fattore di "indisponibilità" è stata considerata una perdita standard del 3% sulla base delle seguenti assunzioni:

- ✓ **Indisponibilità per manutenzioni preventive/manutenzioni programmate:** Sono le ore che in un anno vengono utilizzate per le manutenzioni preventive che non saranno considerate perdite minori contrattualmente. Di solito secondo O&M si considerano da 30 a 80 ore all'anno e viene utilizzato un valore standard dello 0,5%.
- ✓ **Indisponibilità contrattuale/Disponibilità garantita:** è la disponibilità che il produttore garantisce nel contratto di fornitura. Per la stima preliminare, prima della firma del contratto, vengono utilizzati valori standard basati sulla regione. È stato utilizzato un valore del 2%.
- ✓ **Accesso al sito:** perdite associate ai tempi di fermo per l'accesso all'impianto eolico per motivi ambientali o di altro tipo. Viene considerata una perdita standard dello 0,2%.

- ✓ **Indisponibilità della sottostazione e HVL:** è l'indisponibilità delle infrastrutture del parco eolico tra il punto di connessione e il parco eolico e della rete di trasmissione stessa. Nei paesi e nelle regioni in cui la qualità della rete è elevata, viene utilizzato lo 0,3% delle perdite.
- ✓ **Bilancio dell'impianto:** perdite dovute a tempi di fermo a causa dei componenti compresi tra l'interruttore principale della turbina fino a, e incluso, il trasformatore della sottostazione di progetto e la linea di trasmissione. Viene presa in considerazione una perdita standard dello 0,1%.

## 2.3 CONCLUSIONI

Alla luce delle analisi considerate in questo studio si può stimare una producibilità del sito tra i 4391.1 GWh/anno corrispondenti a fattori di capacità pari a 30.9%.

I risultati mostrati nel presente documento sono preliminari, poiché al momento mancano diversi passaggi obbligatori necessari nello studio del vento bancabile, il più importante dei quali è la mancanza di misurazioni in loco (solitamente fornite da LIDAR galleggianti) e altri passaggi obbligatori richiesti da MEASNET e dalla Norma IEC 61400 -12. Pertanto, è impossibile ricavare le incertezze per i valori finali, che dovrebbero essere considerate solo come indicative.

Si raccomanda pertanto un adeguato monitoraggio in loco dei parametri del vento in fase autorizzative successive e un ulteriore studio bancabile da derivare sulla base di misurazioni reali.



**RINA Consulting S.p.A.** | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.  
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | [rinaconsulting@rina.org](mailto:rinaconsulting@rina.org) | [www.rina.org](http://www.rina.org)  
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.