



Helios Energy S.r.l.

Parco Eolico Offshore – Dorada

Relazione Tecnica Analisi di Producibilità del Sito

Doc. No. P0030769-2-H11 Rev.00 – Marzo 2023

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	SMA13	MAV	SSA	15/03/2023

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 PREMESSA	4
2 IL PARCO EOLICO	5
2.1 DESCRIZIONE DEL SITO	5
3 ANALISI E RISULTATI	8
3.1 STIMA DE LA RISORSA EOLICA	8
3.2 DETERMINAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO	8
4 CONCLUSIONI	10
REFERENZE	11

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2:1: Caratteristiche principali del sito	7
Tabella 3:1: Risultati dell'analisi di producibilità	8

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1:1: Inquadramento Generale del Progetto – Dorada	4
Figura 2:1: Vista globale del parco Dorada - Area Nord	6
Figura 2:2: Vista globale del parco Dorada - Area Sud 1 & 2	6

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

Art	Articolo
AT	Alta Tensione
CE	Circular Economy
D.M.	Decreto Ministeriale
DGR	Delibera Giunta Regionale
Dir	Direzione
DPGR	Decreto Presidente Giunta Regionale
DRAG	Documento Regionale di Asetto Generale
EMD	European Mesoscale Database
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
FSE	Fondo sociale europeo
OWF	Offshore Wind Farm

1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta per illustrare le principali caratteristiche del Parco Eolico Offshore Flottante denominato “Dorada” nell’ambito della procedura di scoping da sottomettere al Ministero della Transizione Ecologica.

Il progetto in oggetto è proposto dalla Helios Energy S.r.l., Società controllata interamente dal Gruppo Macchia s.r.l., impegnato nello sviluppo, realizzazione e la gestione di impianti eolici offshore – onshore e altre forme di energie rinnovabili.

Il progetto “Dorada”, avente una capacità di picco pari a 1620 MW, sarà localizzato a largo della costa della Regione Puglia nell’area antistante la fascia costiera che comprende indicativamente i Comuni di Castrignano del Capo, Patù, Morciano di Leuca, Salve, Ugento, Alliste, Racale, Taviano, Gallipoli, Sannicola, Galatone, Nardò, Porto Cesareo, Manduria, Maruggio e Torricella, all’interno delle acque territoriali italiane (entro le 12 miglia nautiche dalla linea di base). L’energia prodotta sarà trasportata per mezzo di cavidotti sottomarini per i quali è previsto l’approdo nel Comune di Maruggio (TA), di un cavidotto interrato che interessa i comuni di Grottaglie, Lizzano, Maruggio, Monteiasi, Roccaforzata, San Giorgio Ionico, Taranto, Torricella, mentre l’allaccio alla rete di trasmissione nazionale è atteso presso la stazione elettrica 380 kV “Taranto Nord” gestita da Terna S.p.A, nel comune di Taranto.

L’area dove è localizzato il parco eolico ha una profondità variabile e, in particolare, l’area scelta per l’installazione delle turbine non supera i 460 m circa.

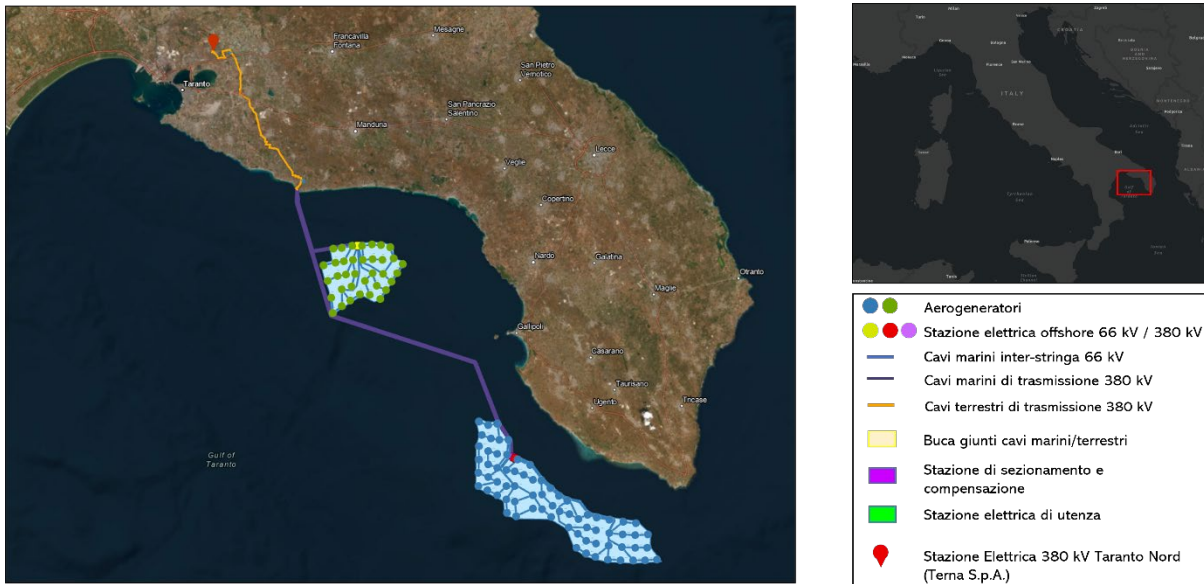


Figura 1:1: Inquadramento Generale del Progetto – Dorada

2 IL PARCO EOLICO

I dati anemologici sono di primaria importanza per la valutazione della producibilità di un sito dove si intende progettare un parco eolico. L'analisi di producibilità si basa sui dati anemologici ERA5 provenienti dal Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio raggio (ECMWF), insieme, inoltre, ai dati di rianalisi del database EMD. I dati esaminati coprono il periodo dal 2003 al 2022. Inoltre, questi dati sono stati confrontati e potenziati con i dati disponibili sul sito Web Global Wind Atlas (<https://globalwindatlas.info>), sviluppato dal Dipartimento di Energia Eolica dell'Università Tecnica della Danimarca (DTU Wind Energy) e il Gruppo della Banca Mondiale. Da questi dati è stato possibile stimare la produzione lorda e netta della flotta e il fattore di capacità.

La costruzione di questi impianti permetterebbe di garantire un surplus di produzione elettrica da fonte rinnovabile, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) e del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) nell'ambito della de-carbonizzazione, crescita delle energie rinnovabili ed efficienza energetica.

In aggiunta all'analisi dettagliata nella presente relazione, si segnala che la Società ha incaricato anche Vector Renewables Italia S.r.l. come consulente tecnico indipendente al fine di eseguire un'analisi preliminare che è stata condivisa e usata per approfondire ulteriormente lo studio del sito [1]

2.1 DESCRIZIONE DEL SITO

Il parco eolico del quale si vuole fare una stima della producibilità sarà composto da 108 aerogeneratori da 15 MW aventi 236 m di diametro e altezza del mozzo dal pelo libero dell'acqua di 150 m. Gli aerogeneratori saranno distanziati tra di loro di almeno 2123 m (nella direzione prevalente del vento) corrispondenti a circa **9.0** diametri del rotore. Si fa presente che in questa fase preliminare, l'utilizzo di una curva di potenza dedotta da curve generiche di potenza è considerato un approccio tipico in quanto è difficile in questa fase avere dati di turbine che spesso devono ancora entrare in produzione. Si sono quindi ipotizzate una potenza e una taglia la cui presenza sul mercato sia ragionevole all'epoca della fase esecutiva di questo progetto.

L'OWF in analisi è suddivisa in n. 3 sezioni:

- ✓ Dorada Nord (N° 36 WTG);
- ✓ Dorada Sud 1 (N° 36 WTG);
- ✓ Dorada Sud 2 (N° 36 WTG)

Per le coordinate della posizione degli aerogeneratori si rimanda alla relazione elettrica Doc. No. P0030769-2-H10_R00



Figura 2:1: Vista globale del parco Dorada - Area Nord



Figura 2:2: Vista globale del parco Dorada - Area Sud 1 & 2

La Tabella 2:1 mostra le caratteristiche principali del sito.

Tabella 2:1: Caratteristiche principali del sito

Parco eolico offshore – Dorada – Area Nord	
Posizione	23 km dalla costa del comune di Porto Cesareo
Velocità media approssimativa all'altezza del mozzo	6.77 m/s
Direzione predominante del vento	N – NNW and S
Range di profondità media	76 - 460 m
Distanza approssimativa dalla costa	23 km
Parco eolico offshore Dorada - Area Sud 1 & 2	
Posizione	13 km from Lido Marini
Velocità media approssimativa all'altezza del mozzo	7.13 m/s
Direzione predominante del vento	N – NNW
Range di profondità media	27 - 166 m
Distanza approssimativa dalla costa	13 km

3 ANALISI E RISULTATI

3.1 STIMA DE LA RISORSA EOLICA

Poiché non è stata effettuata alcuna misurazione 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 di questa fase di progetto e dei dati disponibili, non sono state fatte considerazioni dettagliate sulla incertezza della stima di producibilità.

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;
- ✓ Il modello N.O. Jensen (2005) è stato utilizzato 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, inoltre, che la modellazione della scia non include un'analisi della turbolenza indotta dalla scia.

3.2 DETERMINAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO

La stima della produzione lorda del sito è stata ottenuta incrociando la curva di potenza di un'ipotetica 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 12.4% per l'area Nord, del 12.5% per l'area Sud 1 e del 11.5% per l'area Sud 2; per la stima della produzione netta. I risultati ottenuti sono riassunti in Tabella 3:1.

Tabella 3:1: Risultati dell'analisi di producibilità

Item	Area Nord	Area Sud 1	Area Sud 2
Altezza del mozzo [m]	150	150	150
Velocità media del vento media del mozzo WTG [m/s]	6.77	7.13	7.13
Totale di potenza [MW]	540	540	540
Produzione lorda di energia [GWh/a]	1572.7	1985.2	1985.2
1. Effetto scia (interno)	94.0%	94.2%	95.6%
2. Effetto scia (esterno)	100.0%	99.8%	99.4%
3. Effetto scia (totale)	94.0%	94.0%	95.0%

Item	Area Nord	Area Sud 1	Area Sud 2
4. Disponibilità	97.0%	97.0%	97.0%
5. Efficienza elettrica	98.0%	98.0%	98.0%
6. Prestazioni della turbina	99.0%	99.0%	99.0%
7. Ambientale	99.0%	99.0%	99.0%
8. Riduzione	100.0%	100.0%	100.0%
9. Altro	100.0%	100.0%	100.0%
Fattore di perdita totale	87.6%	87.5%	88.5%
Produzione netta di energia, P50 (10-anno) [GWh/a]	1377.3	1739.5	1757.5
Fattore di capacità netta, P50 (10-anno)	29.1%	36.7%	37.1%

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 "disponibilità" è stata considerata una perdita standard del 3.0% che è stata considerata in accordo alle 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 2.0%;
- ✓ **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%.

4 CONCLUSIONI

RINA conclude che i valori ottenuti dalla stima della producibilità energetica del sito sono accettabili e in linea con l'esperienza su progetti analoghi. Si ritiene altresì importante approfondire lo studio una volta che saranno disponibili dati di misurazione offshore in sito per calcolare l'esatta risorsa eolica dell'area individuata per il progetto.

REFERENZE

- [1] RVRIT22165_Agebas_EYA_WD_V02_Offshore Taranto_Valutazione preliminare della produzione attesa – Vector Renewables Italia S.r.l. (Giugno 2022)
- [2] P0030769-2-H10_R00 – Relazione Elettrica (Gennaio 2023)
- [3] Global Wind Atlas - <https://globalwindatlas.info/en>
- [4] EMD (Database) - EMD International A/S
- [5] ERA5 (Database) - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts



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 | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.