



Nuovo impianto per la produzione di energia da fonte eolica nel Comune di Maracalagonis (CA)

ANALISI DELLA RISORSA ANEMOMETRICA

Rev. 0.0

Data: Giugno 2022

WIND003.REL039

Committente:

ECOWIND 2 S.r.l.
Via Alessandro Manzoni 30,
20121 Milano (MI)
P.IVA: 12071590967
PEC: ecowind2srl@legalmail.com

Incaricato:

Queequeg Renewables, ltd
Unit 3.03, 1110 Great West Road
TW80GP London (UK)
Company number: 111780524
email: mail@quenter.co.uk

SOMMARIO

1. Premessa	4
2. Descrizione del progetto	5
3. Dati della risorsa vento.....	6
4. Valutazione e risultanze delle misure.....	7
5. Calcolo della produzione stimata	8
5.1. Stima della produzione attesa	10

1. Premessa

La presente relazione è parte integrante del procedimento di **Autorizzazione Unica** Regionale ai sensi dell'articolo 12 del Decreto Legislativo numero 387 del 2003 e del D. G. R. 3/15 del 23 Gennaio 2018, e di **Valutazione di Impatto Ambientale** ai sensi del Decreto Legislativo numero 152 del 2006.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto eolico per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale pari a 92.4 MW, da localizzarsi su un terreno ricadente nel Comune di Maracalagonis (CA). L'impianto verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale di Alta Tensione attraverso la stazione elettrica di nuova realizzazione nel medesimo Comune.

Scopo del presente documento è l'indagine sulla producibilità del parco eolico a progetto partendo dai dati anemometrici attualmente a disposizione, per verificarne e supportarne i dati economici di redditività nel contesto del piano di fattibilità dell'opera e dell'Analisi Costi/Benefici dello Studio di Impatto Ambientale.

2. Descrizione del progetto

Il progetto si sviluppa in un altipiano dall'orografia irregolare, in netto risalto rispetto all'area vasta circostante, e compreso tra due formazioni marittime: il Golfo di Cagliari e il Mare Tirreno. Le turbine sono installate ad una quota dal livello del mare compresa tra circa 320 metri e 680 metri sul livello del mare, permettendo ai generatori di accedere a un flusso ventoso scevro dalla maggior parte delle turbolenze quali quelle generate da edifici, o altre strutture geomorfologiche o artificiali.

Il contesto appare estremamente ben esposto ai venti, e con una risorse molto pronunciata, con caratteristiche di continuità stagionale e giornaliera particolarmente indicate per la risorsa eolica.

3. Dati della risorsa vento

La proponente ha condotto una campagna di acquisizione dati satellitari nella zona di installazione degli aerogeneratori per avere una fonte attendibile e puntuale della risorsa vento su un periodo sufficientemente significativo.

I dati sono stati elaborati dal software WindPro che ne ha validato le stime di producibilità attesa.

Si è inoltre scelto di installare un anemometro tramite procedura abilitativa SUAP, in un punto baricentrico del parco per avere un set di dati dettagliati e un'interpolazione con gli altri fattori meteorologici quali temperatura, pressione e umidità. L'anemometro in oggetto raccoglierà dati per un periodo massimo di 36 mesi. Questi dati saranno disponibili in misura sufficiente per una valutazione affidabile della producibilità attesa dopo un periodo di non meno di 12 mesi, per coprire tutte le stagionalità dei flussi delle masse d'aria, e pertanto per il momento i dati satellitari sono quelli su cui effettueranno le valutazioni.

I dati satellitari sono stati campionati su un intervallo di circa sei anni, dall'1 Gennaio 2009 al 31 Marzo 2017. La quota di stima dei dati è la medesima del mozzo dell'aerogeneratore, cioè **135 metri** dal suolo.

4. Valutazione e risultanze delle misure

I dati utilizzati forniscono un campionamento a 10 minuti primi della misura vento, e sono pertanto epurati da eventuali errori, anomalie o interferenze della misurazione. Sono stati quindi utilizzati senza alcun ulteriore processo di selezione prima delle analisi statistiche.

Nella tabella seguente vengono riportate le risultanze per settori cardinali dei dati rilevati. La velocità media rilevata nelle posizioni delle torri eoliche varia dagli **8,22 m/s** agli **9,45 m/s**, con venti prevalenti provenienti rispettivamente da WNW (Maestrale) e NNE.

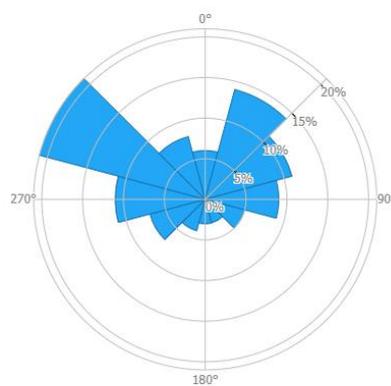


Figura 1 – Frequenza del vento per direzione

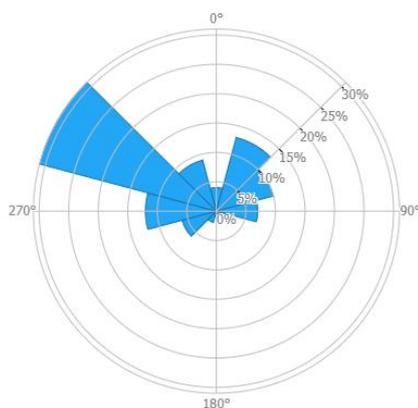


Figura 3 – Velocità del vento per direzione

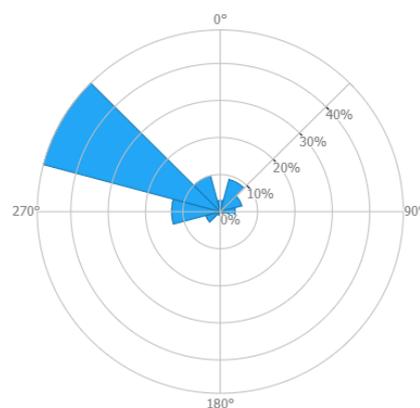


Figura 2 – Potenza generata dal vento per direzione

5. Calcolo della produzione stimata

Si è provveduto ad utilizzare il software WindPro per simulare le produzioni nette di ogni generatore installato nel parco. Questi valori servono innanzitutto per rappresentare una varianza delle producibilità e delle perdite riscontrate sui punti di installazione delle macchine, e in secondo luogo a interpolare i dati con quelli rinvenuti in sede di indagine anemometrica satellitare. I valori ottenuti possono variare, anche

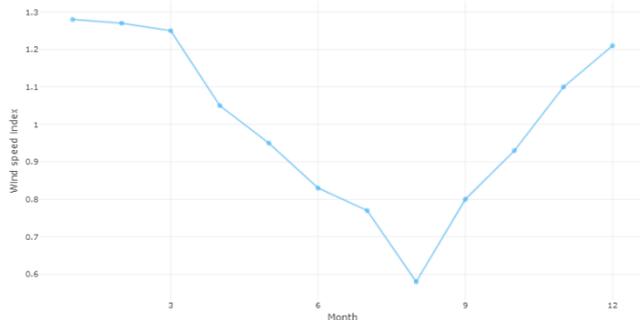


Figura 5 - Stagionalità della ventosità media

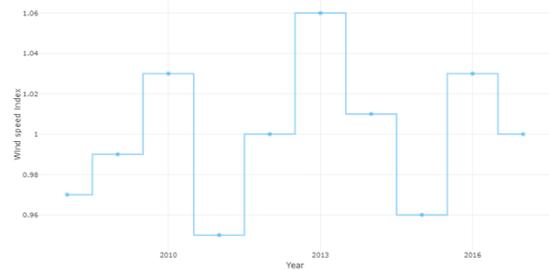


Figura 6 – Varianza annua della ventosità media

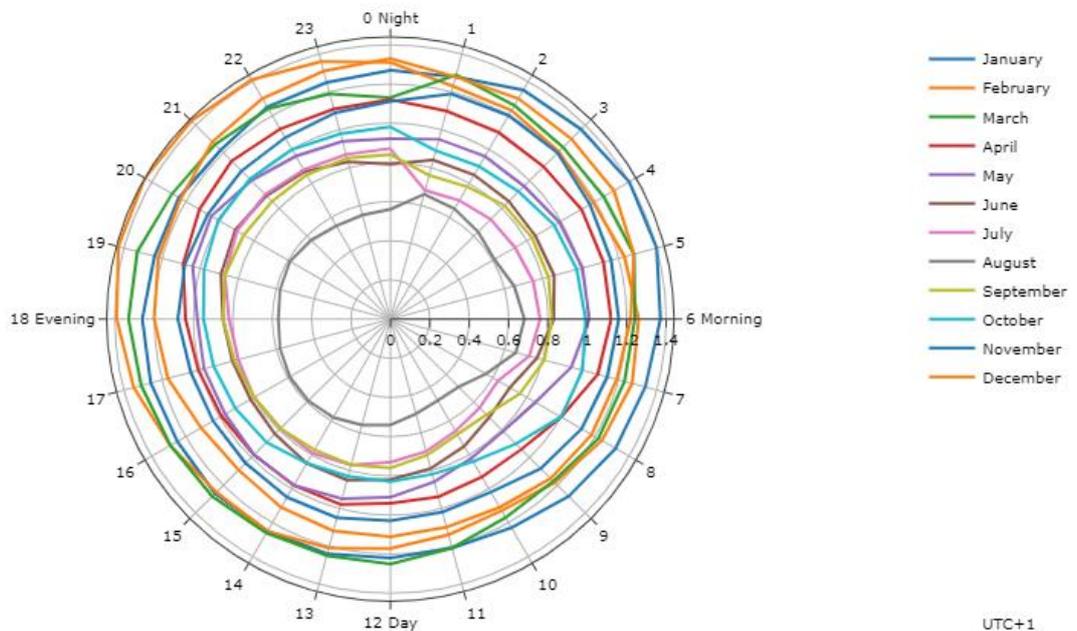


Figura 4 - Scostamenti orari e stagionali dalla ventosità media

sensibilmente, in funzione della morfologia del terreno, dell’effetto scia con altri generatori sopravvento (pur contenuti dal layout scelto e dall’interdistanza dalle macchine), e dalla distanza da eventuali formazioni

geomorfologiche sopravvento che possano alterare la purezza del *jet stream* dell'area incidente sul piano del rotore.

I dati rilevati indicano un vento intenso, caratterizzato getti continui e scarsità di raffiche. La varianza stagionale (figure 5 e 6) dei dati vento indica una ventosità più accentuata durante le stagioni invernali, e una meno intensa in quelle estive. La varianza annua è invece molto contenuta.

Sulle produzioni, intese come lorde, emerse dalla simulazione, si è quindi proceduto ad applicare un fattore correttivo di perdita calcolato in base alle sorgenti di diminuzione della prestazioni documentalmente riscontrate nei parchi eolici in esercizio, e della loro quantificazione applicandola ai valori applicabili sul parco eolico Sa Corredda.

In dettaglio le perdite analizzate sono:

- **Effetto scia** (o *wake effect*), ovvero l'effetto di alterazione del flusso di corrente dell'aria conseguente all'attraversamento del piano rotore situato sopravvento rispetto a un altro. Il modello utilizzato è il N. O. Jensen¹.
- **Indisponibilità della rete** (o *grid curtailment*), dovuto alle limitazioni della potenza immessa in rete o della sua temporanea assenza.
- **Indisponibilità delle macchine** (o *WTG availability*), dovuto agli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria di uno o più degli aerogeneratori, calcolato sullo storico di frequenza e durata di detti interventi sui generatori di più recente generazione.
- **Perdita di rete, step-up e cavidotto interno** (o *substation and BoP availability*), dovuto alle perdite elettriche di cavidotti e stazioni di trasformazione prima della Stazione Elettrica Porto Torres 2.
- **Perdita sulla curva di potenza** (o *power curve adjustment*), che rappresenta un fattore di correzione generico sulla curva di potenza fornita dal produttore del generatore, ritenuta ideale e soggetta a fattori esterni non preventivabile *ex ante*.
- **Perdite dovute allo spegnimento per surriscaldamento** (o *high temperature shutdown*), dovute al fermo macchina in caso di temperature oltre la norma nella navicella di uno o più dei generatori.
- **Perdite climatiche**, dovute essenzialmente a ghiaccio, forti neviccate o eventi estremi.
- **Isteresi del vento**² (o *high wind hysteresis*), dovuta al periodo refrattario che intercorre tra il fermo macchina per ventosità oltre la soglia di *cut-off* o sotto la soglia di *cut-in* e la ripartenza della macchina.

¹ I. Katic, J. Højstrup and N.O. Jensen: "A Simple Model for Cluster Efficiency", European Wind Energy Association Conference and Exhibition, 7-9 October 1986, Rome, Italy.

² "Wind Turbine Power Curve Upgrades", Davide Astolfi, Francesco Castellani and Ludovico Terzi.

- **Perdite elettriche**, ossia le perdite dovute all'effetto Joule per via della lunghezza dei cavidotti e la sezione dei cavi tra generatori e stazione di consegna e misura dell'energia immessa in rete, che nel caso del presente impianto sono ridotte a causa della brevità del tracciato.

Le perdite di cui sopra si indicano in ragione della tabella seguente.

Effetto scia	3,4%
Indisponibilità della macchina	1,5%
Indisponibilità della rete	1,5%
Perdita di rete, step-up e cavidotto interno	1,5%
Perdita sulla curva di potenza	1,2%
Perdita per surriscaldamento	0,2%
Perdite climatiche	0,2%
Isteresi del vento	0,2%
Perdite elettriche	2,0%
Totale	12,7%

5.1. Stima della produzione attesa

Interpolando i dati di perdita con le distribuzioni di vento rilevate, si stima pertanto che l'impianto avrà una produzione lorda potenziale annua oltre le 5.040 ore, e quindi una netta attesa pari a **4.399 ore equivalenti annue** in P50.

La produzione elettrica stimata è pertanto pari a **406.552 MWh annui**.