



Nuovo impianto per la produzione di energia da fonte eolica nei comuni di Sassari e Porto Torres (SS)

ANALISI DELLA RISORSA ANEMOMETRICA

Rev. 0.0

Data: Gennaio 2021

WIND006.REL039

Committente:

Ecowind 3 S.r.l.

via Alessandro Manzoni n. 30
20121 MILANO (MI)

C. F. e P. IVA: 11437650960

PEC: ecowind3srl@legalmail.it

Incaricato:

Queequeg Renewables, ltd

Unit 3.21, 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 Sassari (SS). L'impianto verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale di Alta Tensione attraverso la stazione elettrica in fase di realizzazione nel Comune di Porto Torres (SS).

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.

2. Descrizione del progetto

Il progetto si sviluppa in un territorio dall'orografia collinare, in stretto risalto rispetto all'area vasta circostante, e compreso tra due formazioni marittime. Le turbine sono installate ad una quota dal livello del mare compresa tra circa 170 metri e 280 metri, mentre la viabilità e gli ambienti circostanti rimangono a una quota tra i 60 e i 100 metri circa, permettendo ai generatori di accedere a un flusso ventoso scevro dalla maggior parte delle turbolenze quali quelle generate da edifici, orografia montuosa o altre strutture geomorfologiche.

3. Dati della risorsa vento

La committente 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, nei pressi della turbina WTG012 per avere un set di dati ulteriormente 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 prima della misura vento, e sono pertanto epurati da eventuali errori, anomalie o interferenze della misurazione. Sono pertanto stati 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 è pari a **7,44 m/s**, con venti prevalenti provenienti rispettivamente da WNW (Maestrale) e SSW (Libeccio/Mezzogiorno).

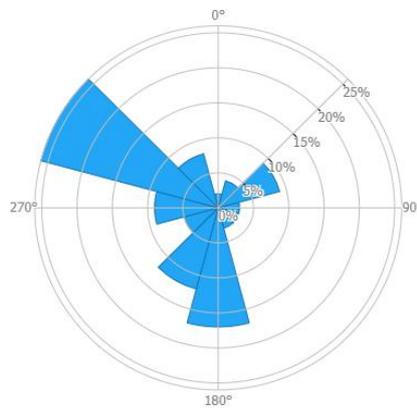


Figura 1 – Potenza generata dal vento per direzione

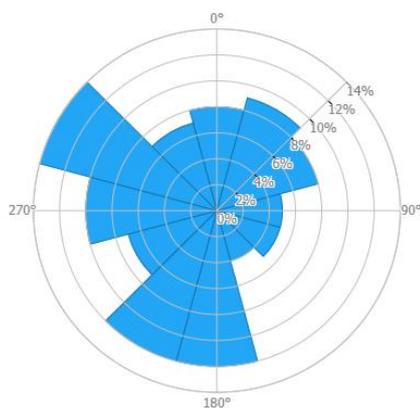


Figura 3 – Frequenza del vento per direzione



Figura 2 - Velocità del vento per direzione

5. Calcolo della produzione stimata

Si allega nella tabella di seguito la curva di producibilità del generatore individuato, con potenza nominale massima pari a 6,6 MW, senza perdite dovuti a effetti scia, e con una densità dell'aria pari a 1,225 kg/m³.

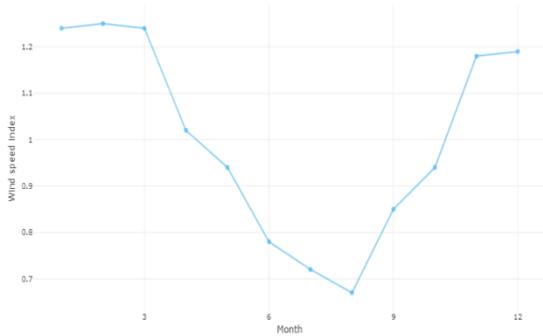


Figura 5 - Stagionalità della ventosità media

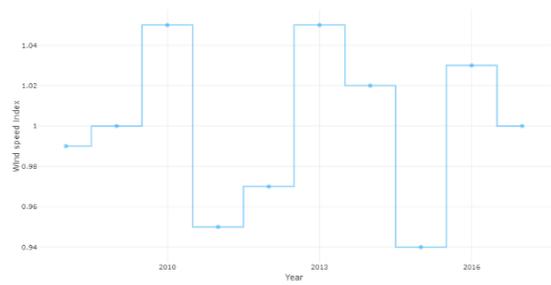


Figura 6 – Varianza annua della ventosità media

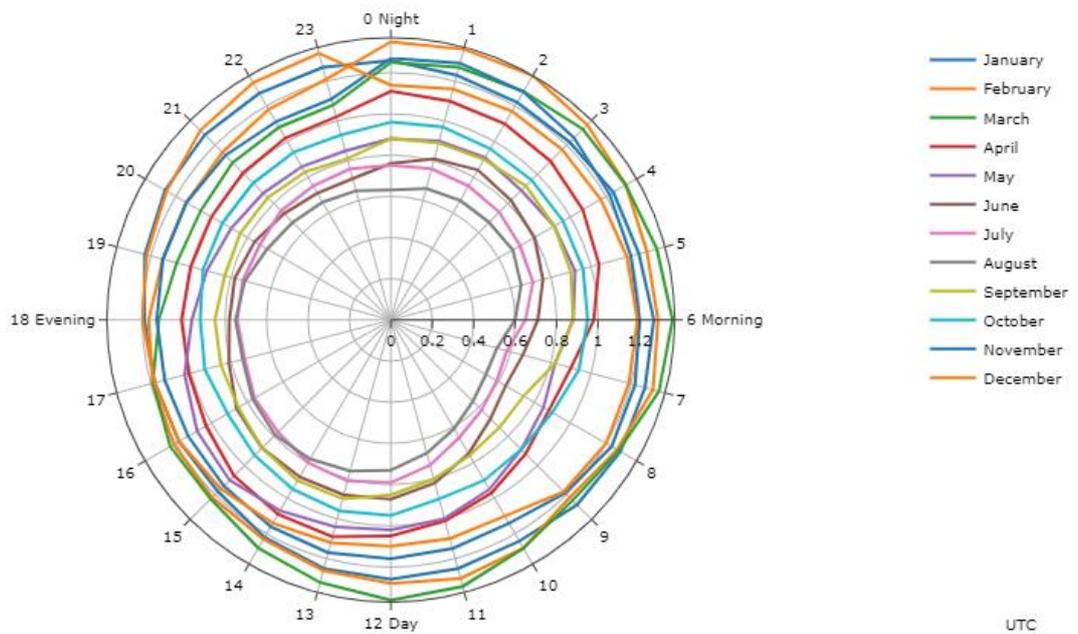


Figura 4 - Scostamenti orari e stagionali dalla ventosità media

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 sensibilmente, in funzione della morfologia del terreno, dell'effetto scia con altri generatori sopravento (pur contenuti dal layout scelto e dall'interdistanza dalle macchine), e dalla distanza da eventuali formazioni geomorfologiche sopravento che possano alterare la purezza del *jet stream* dell'area incidente sul piano del rotore.

I dati rilevati indicano un A di Weibull pari a 8,35 e un k di Weibull pari a 1,91. 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.

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 sopravento 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, stepup 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*.

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.

- **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 vento²** (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.
- **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.

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, stepup 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 annua pari a 3.428 ore annue, e quindi una netta attesa pari a **2.980 ore equivalenti annue in P50**. Lo stesso può essere stimato in 2.650 ore in P75 e 2.320 ore in P90.

La produzione elettrica stimata è pertanto pari a **275.352 MWh annui**.

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