



PROGETTO DI COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN  
IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 93 MW  
DENOMINATO “SORDANU” DA REALIZZARSI NEI  
COMUNI DI BONORVA, ITTIREDDU E NUGHEDU SAN  
NICOLO’ (SS) CON LE RELATIVE OPERE DI  
CONNESSIONE ELETTRICHE

ANALISI DELLA  
RISORSA ANEMOMETRICA

Rev. 3.0

Data: 30 novembre 2023

QQR-WND-039

Committente:

**Queequeg Renewables, ltd**  
2nd Floor, the Works,  
14 Turnham Green Terrace Mews,  
W41QU London (UK)  
Company number: 11780524  
email: mail@quren.co.uk

Progetto e sviluppo:

**Queequeg Renewables, ltd**  
2nd Floor, the Works,  
14 Turnham Green Terrace Mews,  
W41QU London (UK)  
Company number: 11780524  
email: mail@quren.co.uk

---

## SOMMARIO

1	Premessa.....	3
2	Descrizione del progetto .....	4
3	Dati della risorsa vento .....	5
4	Valutazione e risultanze delle misure .....	6
4.1	Cluster Nord.....	6
4.2	Cluster Centrale.....	7
4.3	Cluster Sud.....	8
5	Calcolo della Produzione Stimata.....	9
6	Stima della produzione attesa.....	12

---

## 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 Bonorva, Ittireddu e Nughedu San Nicolò (SS). L'impianto verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale di Alta Tensione attraverso la stazione elettrica in fase di realizzazione.

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 prevalentemente nella porzione meridionale della regione storica della Sardegna denominata Montacuto e, in misura minore, in quella orientale del Meilogu, al margine con il Goceano e il Montacuto. Il territorio presenta orografia collinare/montuosa, 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 400 metri e 700 metri, 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 tre anemometri tramite procedura abilitativa SUAP, in punti baricentrici del parco per avere un set di dati ulteriormente dettagliati e un'interpolazione con gli altri fattori meteorologici quali temperatura, pressione e umidità. Gli anemometri in oggetto raccoglieranno 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 2010 al 31 Marzo 2018. La quota di stima dei dati è la medesima del mozzo dell'aerogeneratore.

## 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. Vista la localizzazione degli aerogeneratori in tre cluster differenti sono proposte le valutazioni e risultanze dei dati vento per i tre cluster.

### 4.1 Cluster Nord

A tale cluster appartengono gli aerogeneratori WTG02, WTG09, e WTG15. Nella tabella seguente vengono riportate le risultanze per settori cardinali dei dati rilevati. La velocità media rilevata è pari a circa **6.5 m/s**, con venti prevalenti provenienti rispettivamente da W (Maestrale) e SSW (Libeccio/Mezzogiorno).

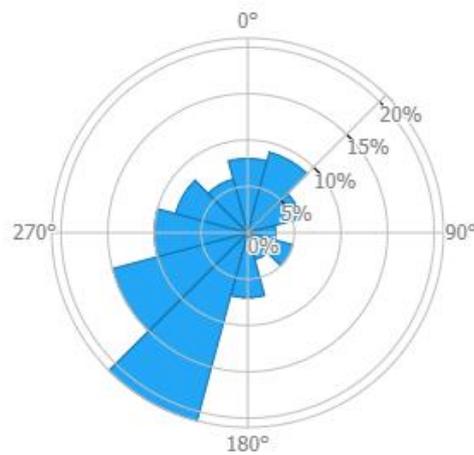


Figura 4.1: Frequenza del vento per direzione

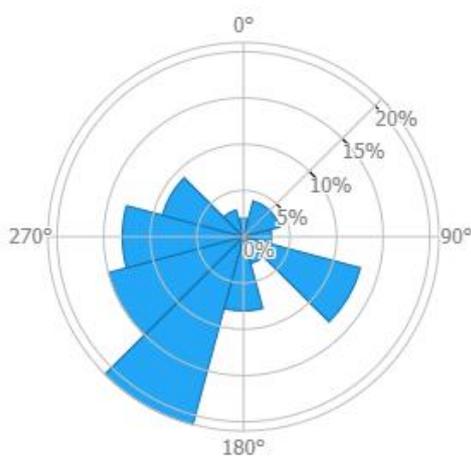


Figura 4.2: Potenza generata dal vento per direzione

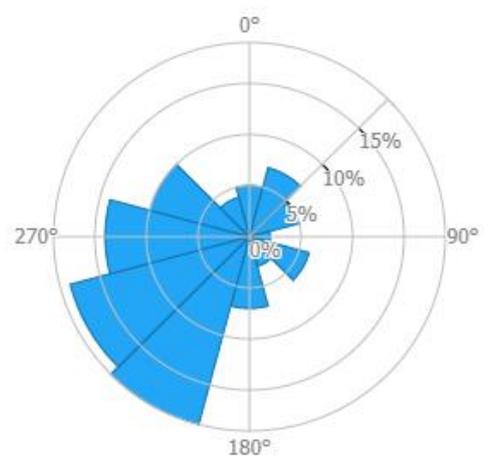


Figura 4.3: Velocità del vento per direzione

## 4.2 Cluster Centrale

A tale cluster appartengono gli aerogeneratori WTG01, WTG03, WTG04, WTG05, WTG06, WTG07, WTG11, e WTG12. Nella tabella seguente vengono riportate le risultanze per settori cardinali dei dati rilevati. La velocità media rilevata è pari a circa **6,4 m/s**, con venti prevalentemente lungo la direttrice W-E

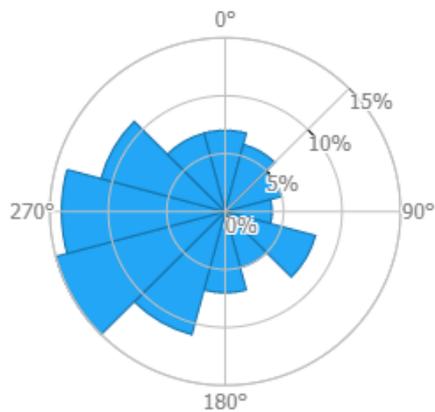


Figura 4.4: Frequenza del vento per direzione

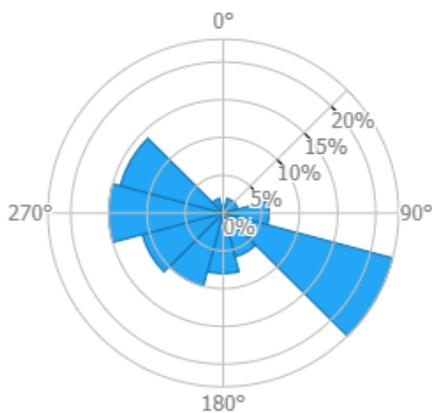


Figura 4.5: Potenza generata dal vento per direzione

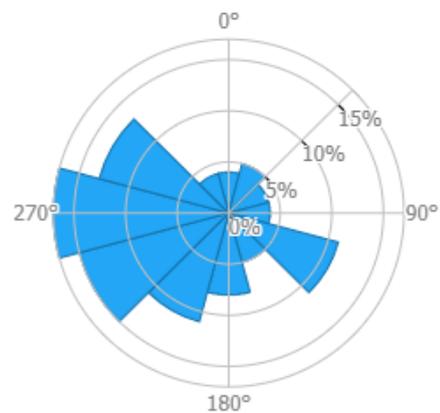


Figura 4.6: Velocità del vento per direzione

### 4.3 Cluster Sud

A tale cluster appartengono gli aerogeneratori WTG02, WTG08, WTG10, WTG13, e WTG14. Nella tabella seguente vengono riportate le risultanze per settori cardinali dei dati rilevati. La velocità media rilevata è pari a circa **6,1 m/s**, con venti prevalenti provenienti rispettivamente da e SW (Libeccio).

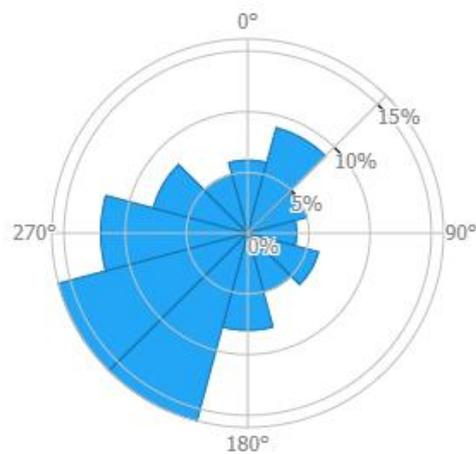


Figura 4.7: Frequenza del vento per direzione

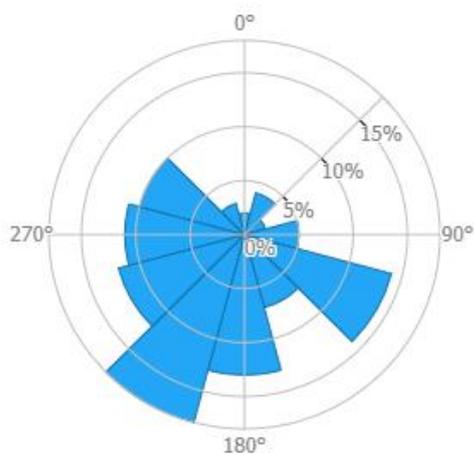


Figura 4.8: Potenza generata dal vento per direzione

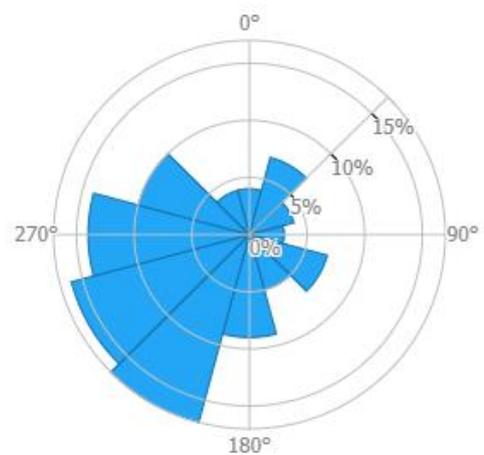


Figura 4.9: Velocità del vento per direzione

## 5 Calcolo della Produzione Stimata

Si allega nella tabella di seguito la curva di producibilità del generatore individuato, con potenza nominale massima pari a 6,2 MW, senza perdite dovuti a effetti scia, e con una densità dell'aria pari a 1,135 kg/m<sup>3</sup>.

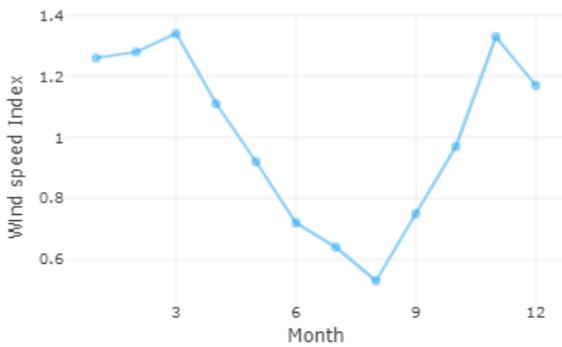


Figura 5.1: Stagionalità della ventosità media

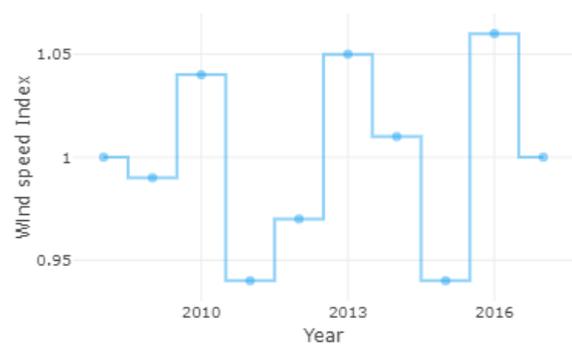


Figura 5.2: Varianza annua della ventosità media

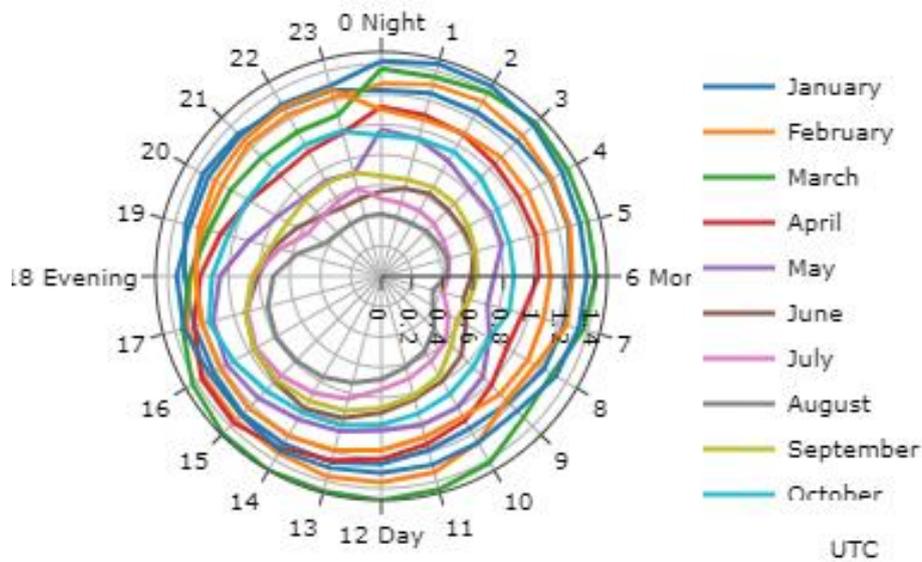


Figura 5.3: Scostamenti orari e stagionali della ventosità media

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 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 delle prestazioni documentalmente riscontrate nei parchi eolici in esercizio, e della loro quantificazione applicandola ai valori applicabili sul parco eolico Sordanu.

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. Jensen<sup>1</sup>.
- **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*.
- **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 nevicate o eventi estremi.
- **Isteresi del vento**<sup>2</sup> (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%

<sup>1</sup> 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.

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

---

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%
<b>Totale</b>	<b>12,7%</b>

---

## 6 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 circa 2.700 ore annue, e quindi una netta attesa pari a circa **3.000 ore equivalenti annue in P50**. La produzione elettrica stimata è pertanto pari a circa **280.300 MWh annui**. Ulteriori dettagli sono disponibili in Figura 6.1.

Site ID	X [m]	Y [m]	El [m]	Ht [m]	U [m/s]	U(w) [m/s]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	Grs [MWh/h]	Net [MWh/h]	Wk [%]
WTG001	494770.1	4483557	638.8	135	6.77	6.52	1.127	20.978	19.463	7.23
WTG002	492812.2	4482259	622.5	135	6.37	6.19	1.129	18.999	17.872	5.93
WTG003	494102.8	4482696	700	135	7.02	6.76	1.12	22.081	20.476	7.27
WTG004	494884.5	4484200	601.6	135	6.67	6.51	1.131	20.558	19.567	4.82
WTG005	493507.9	4482424	675.4	135	6.67	6.46	1.123	20.383	19.073	6.43
WTG006	494358.4	4483165	638.8	135	6.58	6.34	1.127	19.99	18.626	6.82
WTG007	494529	4484816	534	135	6.38	6.25	1.138	19.345	18.576	3.97
WTG008	492069.2	4482195	571.8	135	6.1	5.97	1.134	17.644	16.866	4.41
WTG009	494586.4	4488799	485.4	135	6.82	6.67	1.143	21.238	20.337	4.25
WTG010	494225.3	4487337	409.8	135	6.06	6	1.152	17.797	17.482	1.77
WTG011	494873.2	4485480	470	135	6.08	5.97	1.145	17.873	17.227	3.62
WTG012	489989.2	4481360	545	135	6.36	6.31	1.137	19.021	18.709	1.64
WTG013	491267.5	4481654	600	135	6.5	6.33	1.131	19.646	18.585	5.4
WTG014	490501.5	4481650	561.5	135	6.34	6.18	1.135	18.851	17.9	5.05
WTG015	494073.8	4488496	462.5	135	6.54	6.47	1.146	20.011	19.578	2.17
Sum								294.415	280.337	
Average					6.484	6.32866667	1.134533333	19.62766667	18.68913333	4.71867

Figura 6.1: Dati vento singoli aerogeneratori