



PROGETTO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN
IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 61.2 MW
DENOMINATO "LACCANU" DA REALIZZARSI NEI
COMUNI DI BESSUDE, ITTIRI, THIESI E BANARI (SS) CON
LE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICHE

Committente:

Queequeg Renewables Due S.r.l.
piazza Cinque Giornate, 10
20129 Milano (MI)
C. F. e P. IVA: 04578310163
PEC: queequegrenewablesdue@pec.it

ANALISI DELLA RISORSA ANEMOMETRICA

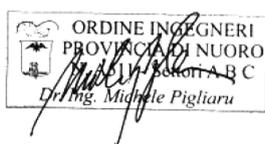
Progetto e sviluppo:

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

Rev. 0.0

Data: 10 novembre 2023

QQR-WND-026.REL.039



SOMMARIO

1	Dati Generali e Anagrafica.....	3
2	Premessa.....	4
3	Dati della risorsa vento.....	1
4	Valutazione e risultanze delle misure.....	2
5	Calcolo della produzione stimata.....	2
5.1	Stima della produzione attesa.....	3

1 Dati Generali e Anagrafica

Ubicazione Impianto

Nome Impianto	"Laccanu"
Comune	Bessude, Ittiri, Thiesi e Banari
CAP	
Coordinate (EPSG 7791)	40.56040N 8.62820E

Catasto Terreni

Comune A827 Fogli

Proponente

Ragione Sociale	Queequeg Renewables Due S.r.l.
Indirizzo	Piazza Cinque Giornate, 10 20129 Milano (MI)
C.F. e P.IVA	04578310163
PEC	queequegrenewablesdue@pec.it

Staff e professionisti coinvolti

Progetto a cura di	Queequeg Renewables ltd
--------------------	-------------------------

2 Premessa

Il settore energetico ha un ruolo cardinale nello sviluppo dell'economia, sia come fattore abilitante (fornire energia a costi competitivi, con limitato impatto ambientale e con elevata qualità del servizio è una condizione essenziale per lo sviluppo delle imprese e per le famiglie), sia come fattore di crescita di per sé (si pensi al grande potenziale economico della cosiddetta *Green economy*). Come riconosciuto nelle più recenti strategie energetiche europee e nazionali, assicurare un'energia più competitiva e sostenibile è uno degli obiettivi di maggiore interesse per il futuro.

IEA (International Energy Agency) stima che per il 2023 un totale di oltre 1.7 miliardi di dollari verranno investiti in tecnologie a bassa emissione di CO₂. Questo importo rappresenta oltre il 60% degli investimenti totali stimati in energia, con un aumento anno su anno di oltre il 55%.

La produzione energetica da fonte eolica ha vissuto negli ultimi anni un incremento massiccio nella efficienza, con conseguente abbassamento del costo dell'energia prodotto che si riversa su un prezzo all'utente finale (commerciale o privato) più competitivo. L'eolico onshore rappresenta attualmente una delle fonti di produzione di energia più efficienti ed economiche disponibili.

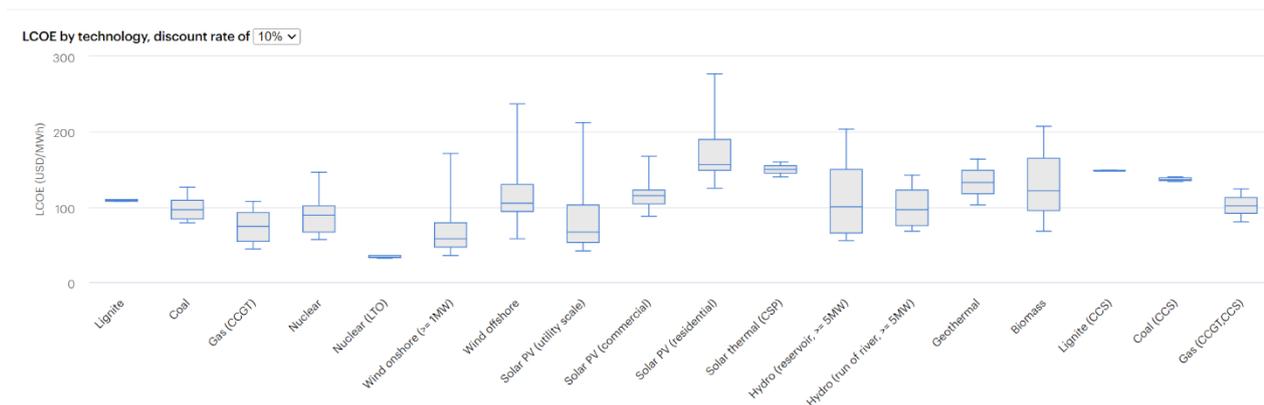


Figura 1 — Costo del MWh per fonte di energia (fonte: IEA)

Ciò è il risultato dei progressivi miglioramenti nella tecnologia, scaturiti da importanti investimenti in ricerca applicata, e dalla diffusione globale degli impianti (economie di scala), alimentata dalle politiche di incentivazione adottate dai governi a livello mondiale. Lo scenario attuale, contraddistinto dalla riduzione degli incentivi, ha contribuito ad accelerare il progressivo annullamento del differenziale di costo tra la generazione elettrica convenzionale e la generazione FER.

In questo contesto, la misura dell'efficienza di prodotto di impianti come quello proposto ma più in generale delle stazioni di generazione elettrica, sono misurati da un parametro chiamato LCOE (*"Levelized Cost of Energy"* o *"Costo Livellato dell'Elettricità"*) che indica in sintesi il costo netto di produzione di una unità di energia prodotta durante il periodo di vita utile del generatore.

In questo contesto, la società proponente, controllata dal gruppo Queequeg Renewables, rappresenta un player su scala internazionale nel settore delle FER, detenendo al momento oltre 10 GW di asset rinnovabili in vari stadi di sviluppo in Italia e in Europa.

In tale direzione si inquadra il presente progetto di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica che Queequeg Renewables Due S.r.l., società controllata interamente dalla capofila, ha in programma di realizzare nei comuni di Bessude, Thiesi, Ittiri e Banari, Regione Sardegna, Città Metropolitana di Sassari.

In considerazione del rapido evolversi della tecnologia, che oggi mette a disposizione aerogeneratori di provata efficienza, con potenze di circa un ordine di grandezza superiori rispetto a quelle disponibili solo vent'anni or sono, il progetto proposto prevede l'installazione e la messa in esercizio di 9 turbine della potenza nominale di 6.8 MW ciascuna, posizionate su torri di sostegno metalliche dell'altezza indicativa di 134 m, nonché l'approntamento delle opere accessorie indispensabili per il funzionamento e la gestione degli aerogeneratori (viabilità, piazzole, distribuzione elettrica di impianto, cavidotto di connessione alla RTN e opere accessorie necessarie al funzionamento dell'impianto stesso). Gli aerogeneratori in progetto saranno dislocati tra quote altimetriche indicativamente comprese nell'intervallo tra i 490 e i 640 m s.l.m, 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.

La potenza complessiva del parco eolico sarà di 61.2 MW, con una potenza elettrica in immissione di 61.2 MWac come stabilito dal preventivo di connessione rilasciato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna) con codice pratica 20220091547 del 19/10/2022, e accettato dalla società in data 06/02/2023.

Le opere di connessione da realizzare riguardano esclusivamente il comune di Ittiri, in cui è ipotizzata la connessione elettrica a 36kV dell'impianto alla RTN presso la sezione a 36kV della attuale SE RTN di Terna a 380kV da inserire in entra – esce alla linea 380kV.

Nello scenario progettuale prospettato, l'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla citata stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

In coerenza con la normativa nazionale e regionale applicabile, la procedura autorizzativa dell'impianto si articola attraverso le seguenti fasi:

- istanza di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. 152/2006 (Testo Unico Ambientale) al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ed al Ministero della Cultura (MiC), in quanto intervento di cui alla tipologia progettuale di cui al punto 2 dell'Allegato 2 parte seconda del TUA *"impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW"*, oltre alle successive modifiche e integrazioni di legge.
- istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art.12 DLgs 387/2003, del D.M. 10/09/2010 e della D.G.R. 3/25 del 23.01.2018 alla Regione Sardegna – Servizio Energia ed Economia Verde, trattandosi di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza pari a 61.2 MW.

Le interdistanze tra le turbine, dovute dalle accresciute dimensioni degli aerogeneratori scelti per lo sviluppo del progetto proposto, contribuiscono ad affievolire i principali impatti o disturbi ambientali caratteristici della tecnologia, quali l'eccessivo accentramento di turbine in aree ristrette (in particolare il disordine visivo determinato dal cosiddetto "effetto selva"), le probabilità di collisione con l'avifauna e la chiroterofauna, attenuate dalla ridotta velocità di rotazione dei gruppi rotore, la pressione acustica e l'ombreggiamento intermittente (*shadow flickering*).

La presente costituisce la relazione tecnico-illustrativa generale del progetto definitivo delle opere di realizzazione indispensabili per assicurare il processo costruttivo e l'ottimale esercizio della centrale (viabilità di servizio, piazzole, opere di regimazione dei deflussi e ripristini). La descrizione delle opere elettromeccaniche è riportata nello specifico progetto delle infrastrutture elettriche e qui solo introdotta per praticità.

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 in un punto baricentrico del parco 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 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 primi 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 circa **7,78 m/s**, con venti prevalenti provenienti rispettivamente da W (Maestrale) e SSW (Libeccio/Mezzogiorno).

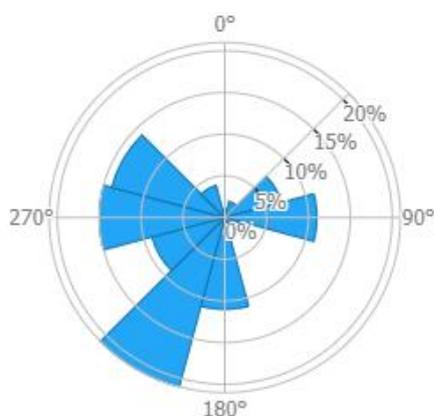


Figura 2: Potenza generata dal vento per direzione

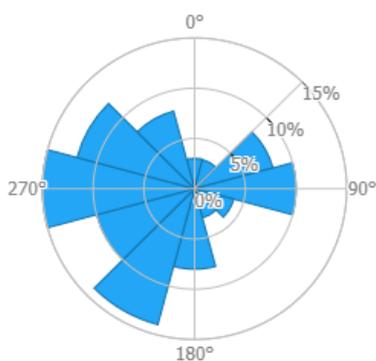


Figura 3: Frequenza del vento per direzione

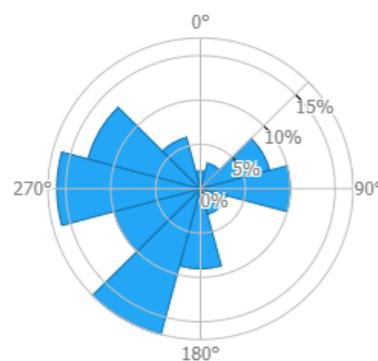


Figura 4: Velocità del vento per direzione

5 Calcolo della produzione stimata

Si allega nella tabella di seguito la curva di producibilità del generatore individuato, con potenza nominale massima pari a 6,8MW, senza perdite dovuti a effetti scia, e con una densità dell'aria pari a 1,225 kg/m³.

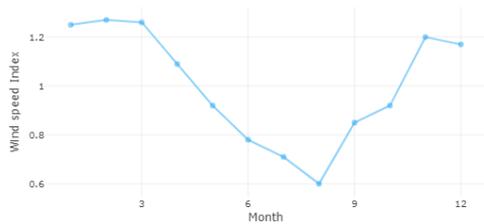


Figura 5 Stagionalità della ventosità media

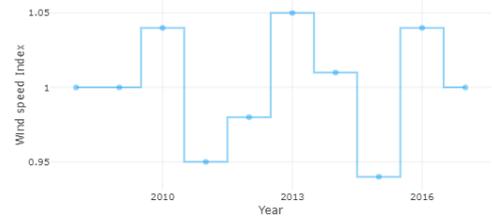


Figura 6- Varianza annua della ventosità media

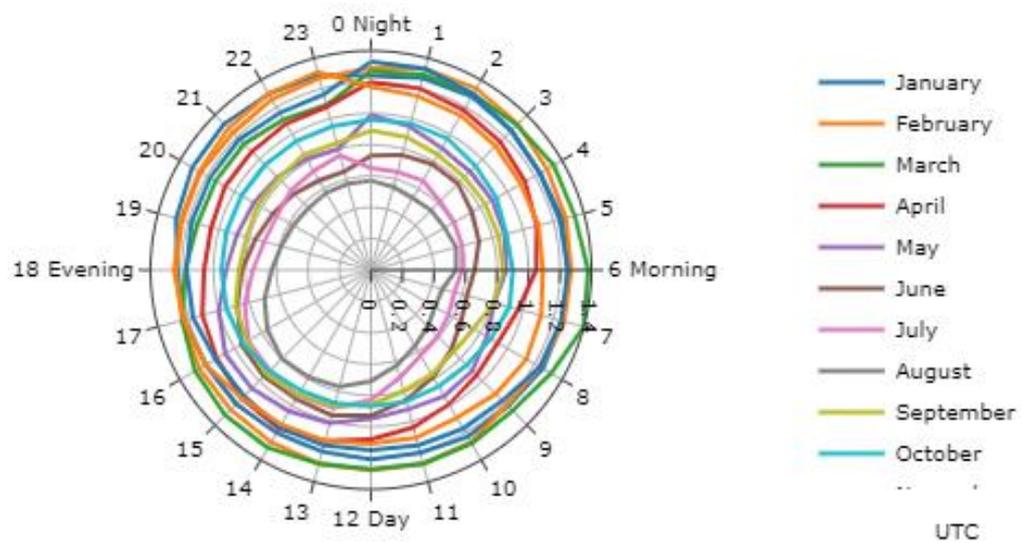


Figura 7 Scostamenti orari e stagionali dalla ventosità media

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 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 Laccanu.

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.
- **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.

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 netta annua pari a circa **3.200 ore equivalenti annue**. La produzione elettrica stimata è pertanto pari a circa 195.000 MWh annui.