

REGIONE MARCHE

Comuni di San Severino Marche e Serrapetrona (MC)

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 36,0 MW
e delle relative opere di connessione alla RTN sito nei comuni di San
Severino Marche, Serrapetrona, Castelraimondo e Camerino (MC)

TITOLO

Studio Anemologico

| PROGETTAZIONE | PROPONENTE | |
|--|---|--|
|  SR International S.r.l. C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106 C.F e P.IVA 13457211004 |  Fred. Olsen Renewables Italy S.r.l. Viale Castro Pretorio, 122 - 00185 Roma C.F e P.IVA 15604711000 | |

| Revisione | Data | Elaborato | Verificato | Approvato | Descrizione |
|-----------|------------|-----------|------------|-----------------|--------------------|
| 00 | 13/07/2022 | Moscato | Bartolazzi | F.O. Renewables | Studio anemologico |

N° DOCUMENTO

FLS-SSV-SA

SCALA

--

FORMATO

A4

INDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUZIONE | 4 |
| 2. OBIETTIVI DELLO STUDIO..... | 4 |
| 3. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO | 5 |
| 4. METODOLOGIA DELLO STUDIO ANEMOLOGICO | 7 |
| 5. ANALISI DEI DATI ANEMOMETRICI | 8 |
| 5.1. LIDAR | 8 |
| 5.2. SINTESI DATI MISURATI | 11 |
| 6. LAYOUT DI IMPIANTO | 14 |
| 7. MODELLO FLUIDODINAMICO | 16 |
| 8. RISULTATI DELLO STUDIO | 16 |
| 8.1. RISORSA EOLICA DISPONIBILE NELL'AREA..... | 16 |
| 8.2. RISULTATI DI PRODUZIONE..... | 18 |
| 9. CONCLUSIONI | 20 |
| 10. BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA..... | 20 |

INDICE DELLE FIGURE

| | |
|--|----|
| Figura 1: Area di impianto su carta IGM 1:250000; in tratteggio nero sono riportati i confini comunali, in rosso i cavidotti interni all’impianto, in blu il cavidotto di evacuazione, in giallo la possibile area della nuova stazione elettrica a 132 kV della RTN e della Stazione Utente 30/132 kV. | 5 |
| Figura 2: Foto esempio dello ZX300 | 9 |
| Figura 3: LIDAR completo di sistema di alimentazione, contenimento/protezione e sorveglianza; si noti che il LIDAR vero e proprio si trova all’interno della struttura mostrata in figura in modo da essere protetto dagli agenti atmosferici, manomissioni, animali ecc..... | 10 |
| Figura 4: Configurazione delle altezze misurate; per ricavarne il valore sopra il livello del terreno, va sommata alle varie altezze la quota dell’apice (finestra) del LIDAR rispetto al terreno..... | 11 |
| Figura 5: Statistiche medie stagionali e giornaliere alle altezze di misura..... | 12 |
| Figura 6: Distribuzione in frequenza della velocità ad un'altezza di 120 m s.l.m. con relativo best-fitting secondo una distribuzione di Weibull di parametri di forma $k=1.485$ e di scala $A=7.51$ m/s. | 12 |
| Figura 7: Profilo verticale di velocità nella posizione del LIDAR presso San Severino Marche . | 13 |
| Figura 8: Distribuzione angolare della frequenza e del contenuto energetico a 120 m di quota. | 14 |
| Figura 9 – Cartografia IGM (scala 1:25000) della zona del sito con indicazione del layout di progetto; in rosso i confini comunali. | 15 |
| Figura 10 – Rappresentazione del modello digitale del terreno con il layout di progetto; le curve di livello sono riportate ogni 20 m..... | 17 |
| Figura 11 – Mappa risorsa di vento ad altezza 125 m con riportati i valori medi di velocità, le posizioni delle turbine del parco eolico in esame e quelle del parco limitrofo in loc. Villa d’Aria. | 18 |

INDICE DELLE TABELLE

| | |
|--|----|
| Tabella 1: Posizioni turbine parco (WGS84 - UTM 33 N)..... | 6 |
| Tabella 2 - Sintesi dei risultati di produzione del parco eolico | 19 |

1. INTRODUZIONE

Un'accurata campagna anemologica e lo studio di producibilità energetica sono una attività fondamentale nell'ambito della progettazione di un parco eolico.

Lo sviluppo di un progetto eolico, la sua fattibilità tecnica ed economica dipendono fortemente dai risultati della campagna anemologica nel sito e dalla eventuale disponibilità di dati di vento nel medio-lungo periodo rilevati nella zona del sito da altre stazioni anemologiche.

Questo documento descrive la campagna anemologica svolta nell'area del territorio comunale di San Severino Marche e descrive i risultati dello studio della risorsa eolica nel sito e della producibilità energetica dell'impianto.

2. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Le attività principali del lavoro eseguito sono lo studio anemologico del progetto e la verifica di producibilità del progetto.

Per il completamento degli obiettivi dello studio sono state svolte le seguenti attività:

- verifica dei dati anemologici disponibili e filtraggio degli stessi, dal momento di installazione delle stazioni anemometriche alla fine campagna di misura;
- correlazione delle misure anemometriche con dati di lungo periodo (20 anni);
- definizione di un modello digitale del territorio da implementare nei software di analisi;
- definizione della rugosità caratteristica dell'area sulla base di ortofoto della medesima;
- studio di ventosità dell'area, analisi della risorsa eolica;
- calcolo di produzione del parco eolico con il layout di progetto;
- valutazione tecnica finale del progetto dal punto di vista della risorsa eolica e del layout realizzabile.

3. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto eolico oggetto dello studio è localizzato nelle Marche, in provincia di Macerata, nei comuni di San Severino Marche e Serrapetrona.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico è situata a circa 2.2 km a sud-est del centro abitato di San Severino Marche, a circa 1.7 km a nord-est dal centro abitato di Serrapetrona, presso il Monte San Pacifico ed il Monte di Colleluce. Considerando come "area del parco eolico" la superficie data dal poligono avente per vertici le posizioni delle turbine, essa risulta pari a circa 1,1 km² e si articola per lo più nella fascia del comune di San Severino Marche, come riportato in Figura 1.

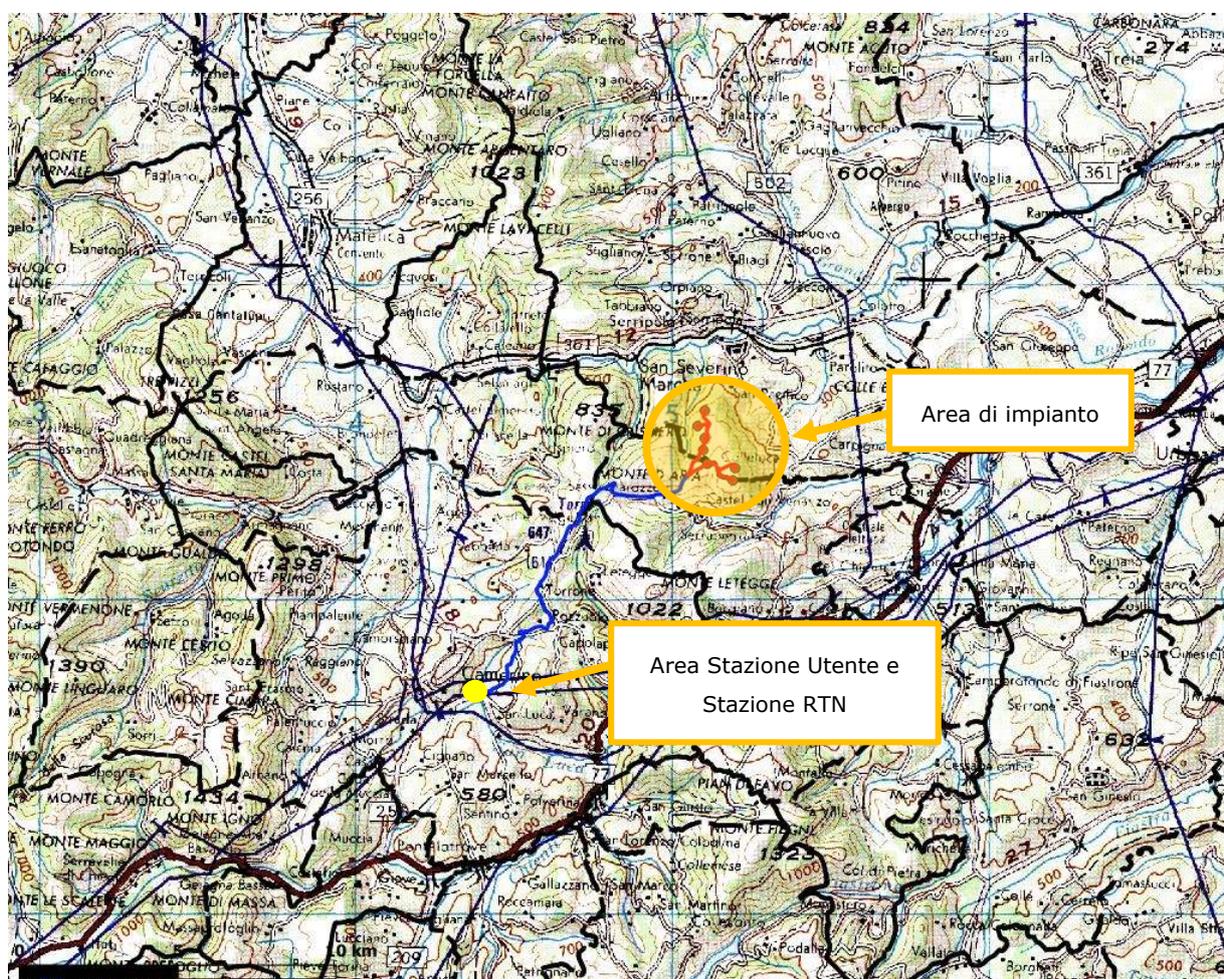


Figura 1: Area di impianto su carta IGM 1:250000; in tratteggio nero sono riportati i confini comunali, in rosso i cavidotti interni all'impianto, in blu il cavidotto di evacuazione, in giallo la possibile area della nuova stazione elettrica a 132 kV della RTN e della Stazione Utente 30/132 kV.

Il progetto prevede l'installazione di 7 aerogeneratori: 5 nel comune di San Severino Marche e 2 nel comune di Serrapetrona. La superficie territoriale interessata dal progetto è classificata dai PRG comunali come zona agricola, di pastura e boschi.

La conformazione del terreno è prevalentemente montuosa, presenta una quota massima di circa 850 m s.l.m. in corrispondenza della turbina 5, e minima di circa 700 m s.l.m., in corrispondenza della turbina 1. Il sito è ben accessibile dalla rete stradale esterna esistente.

Di seguito, in Tabella 1, vengono riportate le coordinate degli aerogeneratori nel sistema di coordinate WGS84 – UTM 33 N.

Tabella 1: Posizioni turbine parco (WGS84 - UTM 33 N)

| Turbine n. | WGS84-UTM 33 N | | Elev. [m] s.l.m. |
|------------|----------------|------------|------------------|
| | Est | Nord | |
| T1 | 351016.77 | 4785718.03 | 713 |
| T2 | 350791.43 | 4785229.24 | 747 |
| T3 | 351014.07 | 4784848.68 | 792 |
| T4 | 350965.46 | 4784469.05 | 797 |
| T5 | 351092.54 | 4784031.30 | 850 |
| T6 | 351964.61 | 4783896.37 | 759 |
| T7 | 351895.29 | 4783508.52 | 773 |

4. METODOLOGIA DELLO STUDIO ANEMOLOGICO

Lo studio anemologico è stato condotto per mezzo di avanzate tecniche di analisi e di calcolo attualmente presenti nel mercato nel settore dell'energia eolica. In particolare sono stati utilizzati i seguenti prodotti software:

- **Windographer** di UL Company per la elaborazione preliminare dei dati di vento misurati, filtraggio e correlazione con dati di lungo periodo;
- **QGIS & Global Mapper** per la preparazione del modello digitale del terreno, per la creazione della sua mappa di rugosità, per la conversione delle tali mappe dal formato .xyz in formato opportuno e per la determinazione di un primo layout.
- **WindSim** della WindSim AS., per la stima di produzione del parco eolico e per il calcolo delle interferenze aerodinamiche dei vari aerogeneratori e verifica del layout;
- **Excel** della Microsoft per il filtraggio dei dati e la elaborazione finale dei risultati.

La procedura di analisi è stata condotta secondo le seguenti fasi successive:

- analisi dei dati di vento preliminare, filtraggio dei dati, correlazione con dati mesoscala di lungo periodo (20 anni), preparazione dei dati di input per i software di calcolo della ventosità;
- preparazione del modello digitale del terreno, da dare in input nel formato e dimensioni opportune ai software di calcolo della ventosità;
- elaborazione calcolo fluidodinamico con WindSim tramite due modelli: il primo include un'ampia area limitrofa a quella in progetto e presenta una dimensione di circa 40x40 km², mentre il secondo si focalizza più su la zona di impianto e si estende per circa 15x15 km². Il secondo progetto utilizza come dati di condizioni al contorno i risultati del primo.
- preparazione del layout di progetto, posizionamento aerogeneratori (basato anche sulla vincolistica presente) e definizione loro caratteristiche tecniche;
- elaborazione calcolo di producibilità e perdite di scia con WindSim.

5. ANALISI DEI DATI ANEMOMETRICI

Per lo studio anemologico dell'area sono stati usati dati anemometrici misurati da un sistema LIDAR (Light Detection and Ranging) installato per 12 mesi nel comune di San Severino Marche, in prossimità della turbina 4. Si è scelto di misurare le caratteristiche anemometriche in questa posizione tenendo conto dell'orografia del territorio, del posizionamento degli aerogeneratori, della disponibilità del proprietario terriero, dell'altitudine media, della presenza di ostacoli e dell'estensione dell'area.

5.1. LIDAR

Il sistema LIDAR impiegato è uno ZX 300 (Figura 2), prodotto dalla compagnia inglese ZXlidar. Si basa sull'emissione di un fascio laser, di nota lunghezza d'onda, che viene riflesso (*backscattered*) dagli aerosol presenti nell'atmosfera. La variazione di lunghezza d'onda che si registra fra il fascio emesso e quello retrodiffuso è legata, per effetto Doppler, alla velocità del vento contenente i suddetti aerosol. In questo modo è possibile ottenere la misura del profilo di velocità del vento negli strati più bassi dell'atmosfera, fino anche ad altezze di circa 200 m.

Nel realizzare la stima di producibilità annuale di un impianto (AEP – P50) si va incontro ad una serie di incertezze e possibili errori che derivano, in parte, dalla difficoltà di misura del vento ad altezze hub via via sempre crescenti con metodi tradizionali (torri tubolari o tralicci anemometrici), dalla mancanza di un numero sufficiente di misure per ridurre l'incertezza dei modelli fluidodinamici, da problematiche connesse alla manutenzione degli anemometri, errori di calibrazione, di montaggio. La tecnologia LIDAR si inserisce in questo contesto per ovviare il più possibile a tali problematiche. I dati di ventosità possono essere ricavati, infatti, lungo tutta l'ampiezza del rotore della turbina, all'altezze hub più recenti, riducendo così anche gli errori e le incertezze sui profili verticali di velocità. I modelli fluidodinamici beneficiano di un maggior numero di punti di misura, potendo così essere più facilmente verificati ed adattati. La compattezza del sistema consente uno spostamento più agevole delle classiche torri anemometriche, rendendo più semplice l'acquisizione di dati in diverse posizioni all'interno dello stesso sito in studio.

Per quanto concerne gli errori sistematici dello strumento, preme sottolineare che il modello LIDAR in esame è un'evoluzione del precedente modello ZephIR 300, la cui accuratezza della misura è stata validata in più di 170 campagne anemometriche distinte, da parte di società d'ingegneria ed enti certificatori riconosciuti (come ad esempio DNV-GL), secondo i requisiti della norma IEC. Non solo, lo ZephIR 300 è stato testato anche in galleria del vento da enti quali il Denmark's National Laboratory for Sustainable Energy, il DTU Wind Energy, la società LM Wind

Power (produttore globale di pale eoliche), misurando con successo velocità dai 5 m/s ai 75 m/s, con una variazione media della misura dello 0.4% [1]. Tale valore risulta ben all'interno della tolleranza del tubo di pitot usato per calibrare la galleria stessa.

Ancora, nel 2012 DNV-GL ha promosso lo ZephIR 300 al livello di "Stage 3", per cui esso viene considerato uno strumento di misura affidabile per le valutazioni della risorsa eolica ai fini della bancabilità di un progetto, anche in assenza di un met mast di confronto in sito.



Figura 2: Foto esempio dello ZX300

Di seguito viene riportata una foto del sistema completo montato in sito (Figura 3).



Figura 3: LIDAR completo di sistema di alimentazione, contenimento/protezione e sorveglianza; si noti che il LIDAR vero e proprio si trova all'interno della struttura mostrata in figura in modo da essere protetto dagli agenti atmosferici, manomissioni, animali ecc.

I dati acquisiti dal LIDAR vengono mediati in intervalli di 10 minuti per la loro registrazione dal software proprietario. Per ogni altezza vengono così misurate e calcolate:

- velocità orizzontale media del vento [m/s];
- valore massimo della velocità orizzontale del vento in 10 min [m/s];
- valore minimo della velocità orizzontale del vento in 10 min [m/s];
- la deviazione standard della velocità orizzontale del vento ogni 10 min [m/s];
- la velocità verticale media del vento [m/s];
- l'intensità della turbolenza;
- la direzione del vento;

Le altezze di misura sono: 20 m, 60 m, 80 m, 100 m, 120 m, 140 m, 160 m, 180 m, 200 m e 220 m sopra il livello del terreno (Figura 4).

Si noti, inoltre, che la scelta del posizionamento della stazione LIDAR in sito è stata effettuata in modo che non ci fossero ostacoli significativi che potessero mettere a repentaglio il corretto funzionamento della strumentazione.

ZephIR Configuration

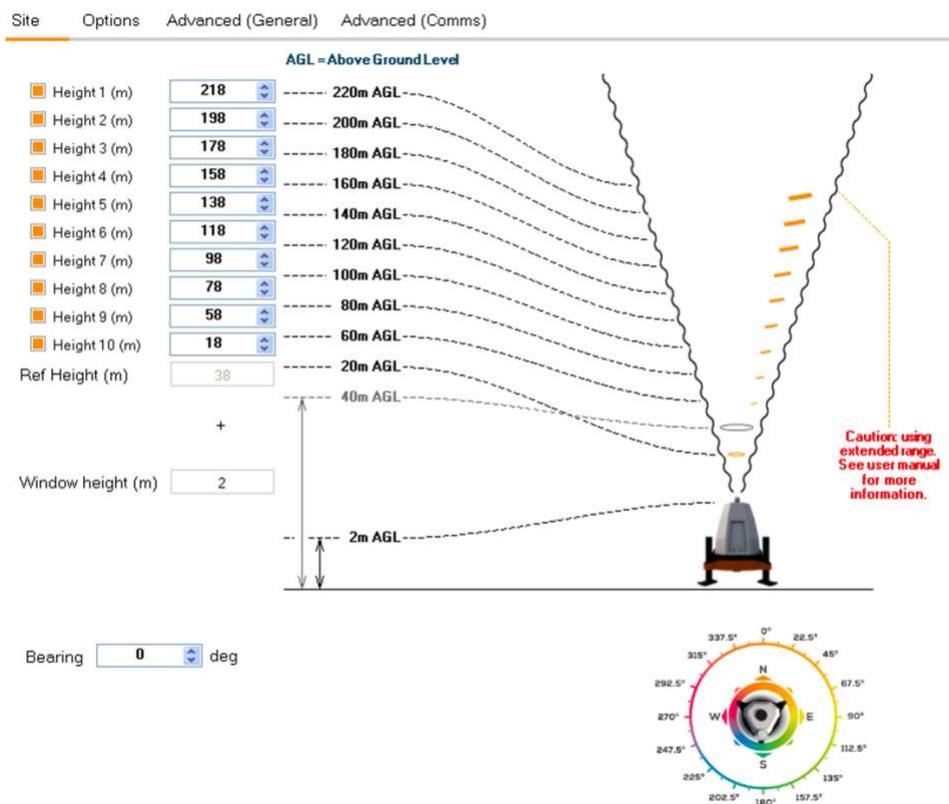


Figura 4: Configurazione delle altezze misurate; per ricavarne il valore sopra il livello del terreno, va sommata alle varie altezze la quota dell'apice (finestra) del LIDAR rispetto al terreno.

5.2. SINTESI DATI MISURATI

Dall'esame dei dati elaborati in serie temporale è stata verificata la validità delle misure per ognuno dei parametri misurati. In particolare, è stata implementata una procedura di filtraggio volta all'individuazione di possibili anomalie e malfunzionamenti.

In Figura 5 sono riportate le medie statistiche stagionali e giornaliere della velocità alle altezze di misura.

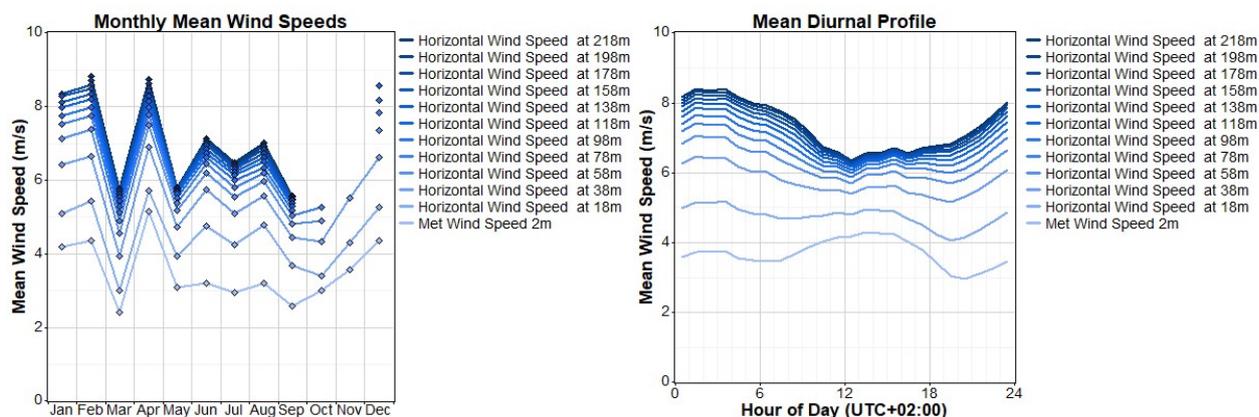


Figura 5: Statistiche medie stagionali e giornaliere alle altezze di misura

Si noti la maggiore distribuzione della risorsa eolica nei mesi autunnali ed invernali mentre, con riferimento al profilo giornaliero, l'intensità di vento è generalmente più elevata nelle ore notturne e di primo mattino. Da notare che nei mesi da settembre a dicembre, a causa di intense precipitazioni nevose, non si ha un numero sufficientemente elevato di dati validi alle quote più alte (oltre circa 120 m AGL) e pertanto tali valori non sono stati riportati.

La distribuzione in frequenza delle misure di velocità rilevate sul sito a 120 m di altezza è riportata in Figura 6 (si ricorda che l'altezza hub prevista è pari a 125 m).

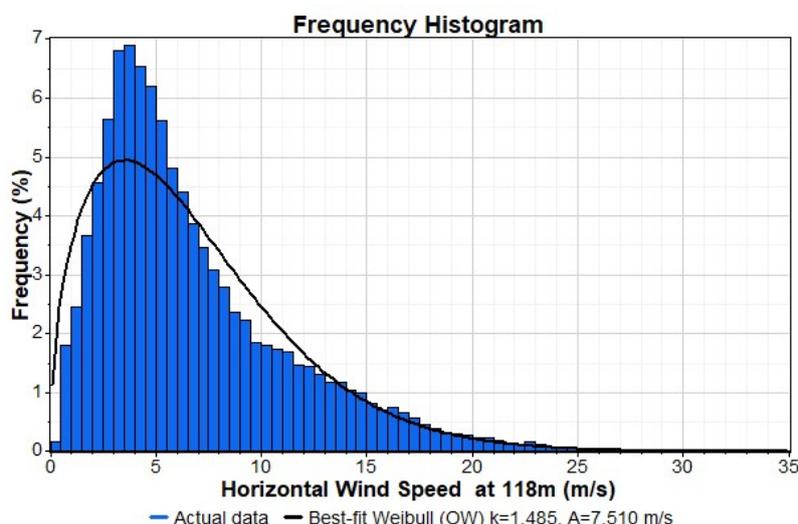


Figura 6: Distribuzione in frequenza della velocità ad un'altezza di 120 m s.l.m. con relativo best-fitting secondo una distribuzione di Weibull di parametri di forma $k=1.485$ e di scala $A=7.51$ m/s.

In Figura 6 è inoltre rappresentato il fitting dei dati sperimentali con distribuzione di Weibull, e i relativi parametri di forma e di scala, indicativi della velocità media e della variabilità relativa.

Sulla base delle misure effettuate alle diverse altezze dal suolo, è stato calcolato il profilo verticale (wind-shear), secondo una:

- legge logaritmica, determinando la rugosità locale Z_0 ;
- legge esponenziale, determinando il coefficiente α .

Il profilo di velocità estrapolato dalle misure effettuate nel comune di San Severino Marche ed applicando le due leggi possibili, viene rappresentato in Figura 7.

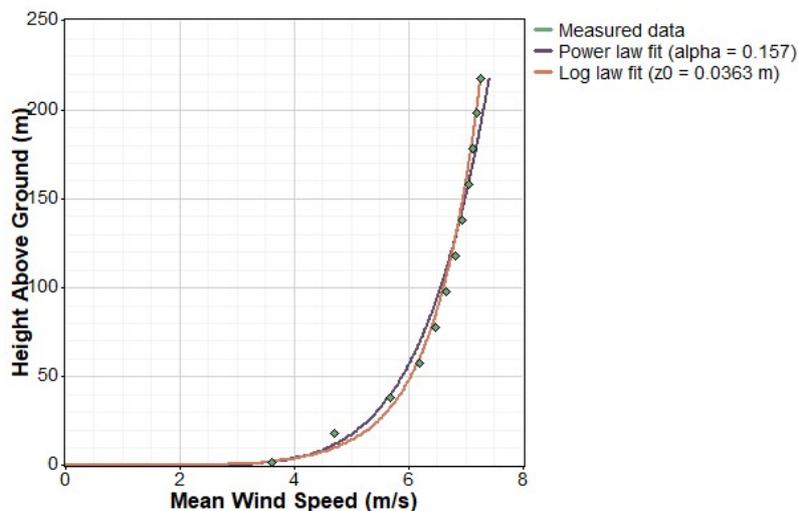


Figura 7: Profilo verticale di velocità nella posizione del LIDAR presso San Severino Marche

I suddetti coefficienti sono stati estrapolati sulla base di un fitting di tutti i dati sperimentali e risultano pari a:

- Coefficiente di rugosità locale $Z_0 = 0.0363$;
- Coefficiente di potenza $\alpha=0.157$;

I valori di velocità media ottenuti nel periodo di misura sono pari a:

- **6.8 m/s**, a 120 m di quota

In Figura 8 si riporta la distribuzione per settori angolari della frequenza del vento e del relativo contenuto energetico a 120 m di quota.

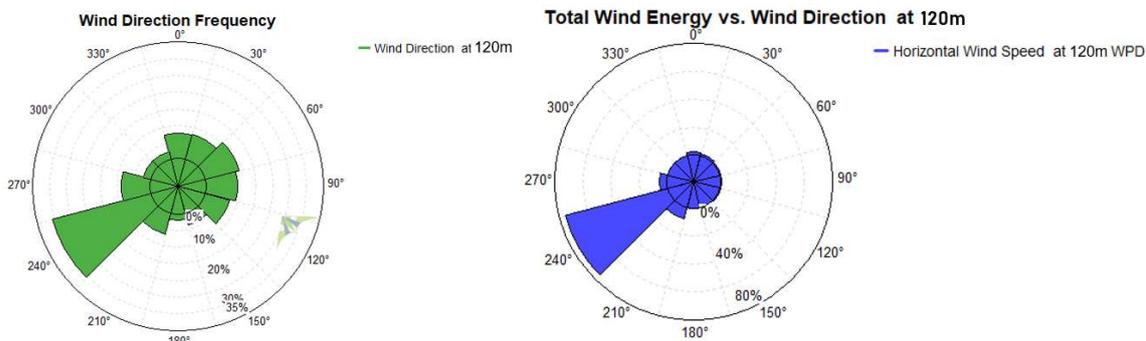


Figura 8: Distribuzione angolare della frequenza e del contenuto energetico a 120 m di quota.

Si noti la presenza di un settore dominante nell'intorno di 240°, dal punto di vista della frequenza, ma soprattutto da quello dell'energia associata.

Si precisa infine che il valore di turbolenza misurato sperimentalmente a 120 m di quota è mediamente pari al 9% a 15 m/s. Tale valore, conforme alle caratteristiche di vegetazione del sito, è indicativo di una bassa turbolenza, tuttavia ai fini di una corretta scelta degli aerogeneratori di progetto andrà effettuato uno studio di dettaglio secondo la norma IEC61400 [2].

6. LAYOUT DI IMPIANTO

Il layout del parco eolico "Energia Monte San Pacifico" nel Comune di San Severino Marche e Serrapetrona, oggetto del presente studio, è stato definito sulla base dei seguenti fattori:

- orografia dell'area;
- dati di vento acquisiti in loco;
- presenza di aree vincolate o comunque non idonee alla realizzazione dell'impianto;
- dimensioni degli aerogeneratori di progetto;
- presenza di abitazioni, strade linee elettriche od altre infrastrutture.

Il parco eolico è composto da 7 aerogeneratori V162, o similari, che presentano caratteristiche tecniche e geometriche del tipo:

- Diametro: 162 m;

- Altezza hub: 125 m;
- Potenza nominale: 6.0 MW.

Tuttavia, con riferimento alla potenza nominale, si sottolinea che gli aerogeneratori verranno eserciti depotenziati a 5.14 MW, ottenendo così una potenza complessiva del parco pari a circa 36 MW.

In Figura 9 si riporta uno stralcio della cartografia IGM 1:25000 dell'area del sito con indicazione del layout di progetto.

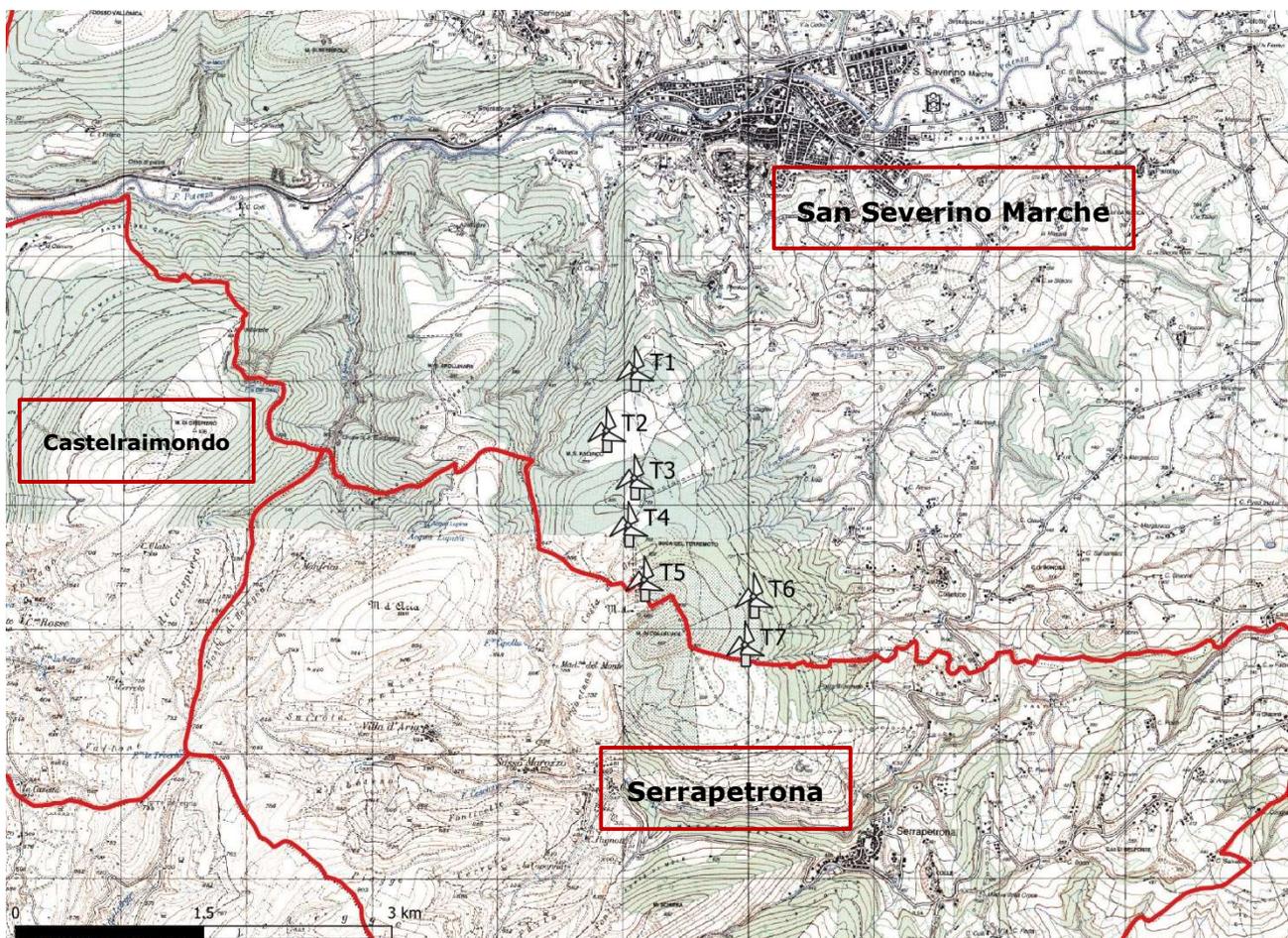


Figura 9 – Cartografia IGM (scala 1:25000) della zona del sito con indicazione del layout di progetto; in rosso i confini comunali.

7. MODELLO FLUIDODINAMICO

Per la validazione e l'ottimizzazione del layout di progetto sono stati realizzati due modelli fluidodinamici interconnessi all'interno del software WindSim. Quest'ultimo è un software CFD (*Computational Fluid Dynamic*) che consente di simulare il fluido "vento", andando a ricavare le sue proprietà in ogni punto del dominio di calcolo. A tal scopo vengono risolte le equazioni di Navier-Stokes riscritte tramite la scomposizione di Reynolds, al fine di ottenere delle equazioni di soli termini medi (equazioni RANS). Quindi, si procede alla chiusura del problema matematico tramite l'impiego di modelli di turbolenza scelti a seconda dell'applicazione specifica che si vuole simulare e della scala di turbolenza che si vuole risolvere.

Il primo modello fluidodinamico che è stato realizzato presenta un'estensione di circa 40x40 km² centrato sull'area di progetto. In questo modo è possibile simulare le condizioni di vento in prossimità del parco eolico senza risentire degli effetti di bordo del modello. Il calcolo così effettuato ha un grado di precisione non sufficiente a caratterizzare nel dettaglio i campi di flusso al parco eolico, tuttavia consente di ricavare le condizioni a contorno da introdurre nel secondo modello fluidodinamico, più piccolo e più risoluto. Esso ha un'estensione pari a circa 15x15 km² e presenta una griglia di calcolo che si infittisce man a mano che ci si avvicina all'area di progetto, dove la risoluzione diventa costante e pari alla massima.

Per entrambi i modelli sono stati soddisfatti i criteri di convergenza della soluzione in tutti i settori della rosa dei venti considerata.

8. RISULTATI DELLO STUDIO

Di seguito sono descritti i risultati dello studio effettuato con il software WindSim per l'analisi della risorsa eolica e per la stima di producibilità del parco eolico.

8.1. RISORSA EOLICA DISPONIBILE NELL'AREA

Per il calcolo della risorsa eolica dell'area di interesse si è implementato un modello digitale in tre dimensioni del terreno che includa i dati di orografia e di rugosità.

Si riporta in Figura 10 una rappresentazione del layout di progetto con indicazione delle curve di livello con risoluzione 20 m e colorazione indicante la quota.

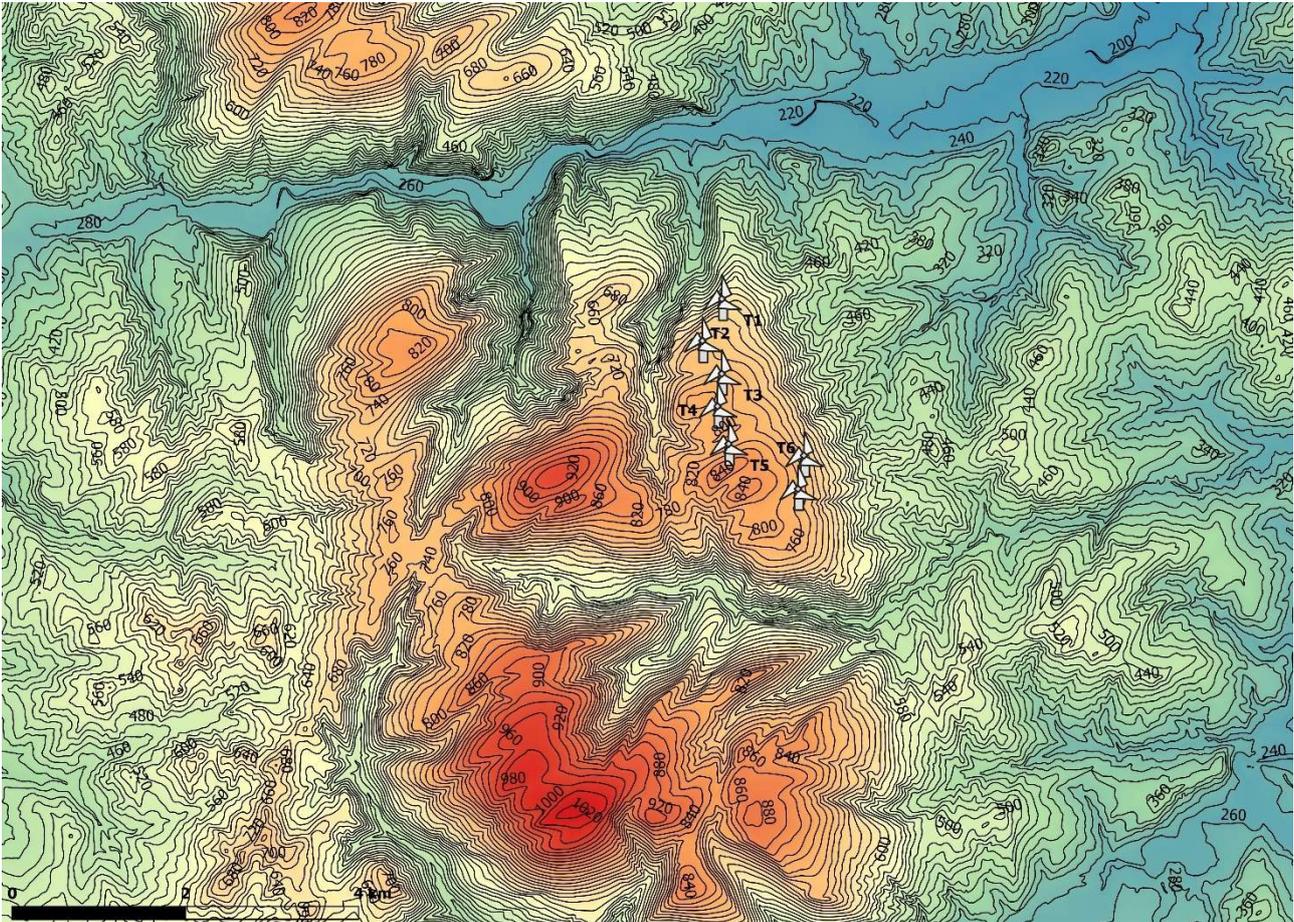


Figura 10 – Rappresentazione del modello digitale del terreno con il layout di progetto; le curve di livello sono riportate ogni 20 m.

Quanto alla rugosità, si è tenuto in conto delle caratteristiche vegetative del terreno del sito, e dell'area circostante, tramite la digitazione di una mappa di rugosità basata sulla suddivisione delle aree secondo quanto riportato nel progetto europeo Corine Land Cover (versione 2018) [3]. Si noti in particolare che i valori considerati all'interno dell'area del parco vanno da circa 0.03 m (praterie e/o terreni liberi), a circa 0.85 m (zone boscate), coerentemente con quanto riscontrato sperimentalmente dalle misurazioni LIDAR nella campagna di misura.

Per il calcolo si è dunque considerata la distribuzione in frequenza della ventosità ottenuta dalle misure effettuate per 12 mesi continuativi, estese ad un tempo maggiore tramite una trasformazione ricavata dalla correlazione delle misure stesse con dati di lungo periodo (ERA5, 20 anni di dati). In questo modo è stato possibile ricavare una statistica più robusta, riducendo l'incertezza dovuta alla variabilità del dato di anno in anno (i.e. i mesi di misura raccolti potrebbero appartenere ad un anno più o meno ventoso della media degli ultimi 20 anni).

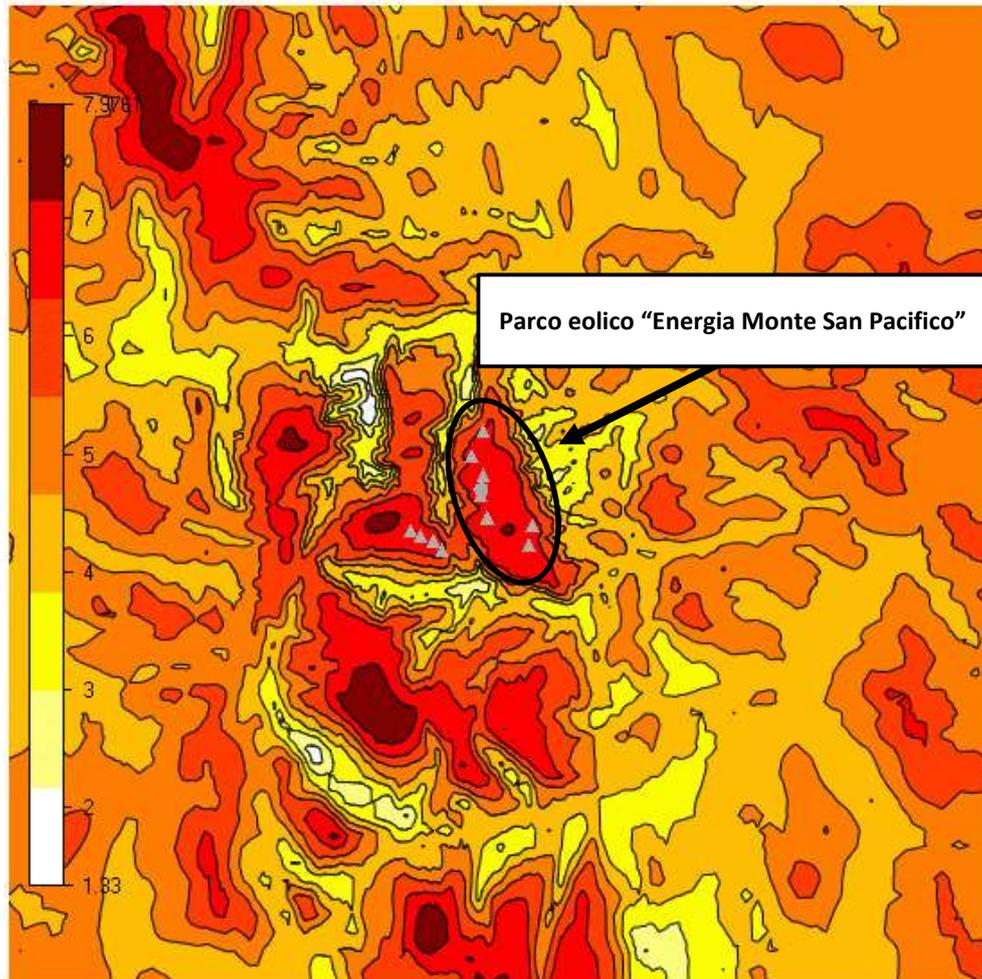


Figura 11 – Mappa risorsa di vento ad altezza 125 m con riportati i valori medi di velocità, le posizioni delle turbine del parco eolico in esame e quelle del parco limitrofo in loc. Villa d’Aria.

Nella Figura 11 viene rappresentata quindi la mappa della risorsa di vento calcolata con il software WindSim nell’area dell’impianto per il settore prevalente, con riportate le posizioni degli aerogeneratori in progetto e quelli dell’impianto eolico limitrofo in località Villa d’Aria.

Si osserva, nella zona di impianto, un valore di velocità media del vento all’altezza hub di circa 6.7 m/s a 125 m di quota. Si noti, inoltre, che il posizionamento del layout permette laddove possibile lo sfruttamento delle zone a potenziale eolico più elevato.

8.2. RISULTATI DI PRODUZIONE

Nelle tabelle Tabella 2 sono riportati i risultati di produzione energetica del parco eolico “Energia Monte San Pacifico”, utilizzando aerogeneratori Vestas V162 da 6 MW (la cui curva di potenza

però è stata limitata a 5.14 MW), con diametro rotore pari a 162 m ed altezza hub pari a 125 m.

Alla base del calcolo sono fatte le seguenti assunzioni sulle perdite tecniche:

- Perdite per indisponibilità delle macchine: 3%
- perdite elettriche generali: 2%
- altre perdite (degrado pale, ecc.) 1%

Tabella 2 - Sintesi dei risultati di produzione del parco eolico

| WTG | Modello | Alt. Hub [m] | V media [m/s] | Prod. Lorda [MWh/yr] | Eff. Scia [%] | Perd. Tec. [%] | Prod. Netta (AEP) [MWh/yr] | Ore equiv. [h/yr] | CF |
|-----------------|---------|--------------|---------------|----------------------|---------------|----------------|----------------------------|-------------------|------|
| 1 | V162 | 125 | 6.37 | 14.5636 | - 3.96 | -6 | 13147.03 | ≈ 2558 | 0.29 |
| 2 | V162 | 125 | 6.45 | 14.7509 | - 5.23 | -6 | 13139.98 | ≈ 2556 | 0.29 |
| 3 | V162 | 125 | 6.85 | 16.0421 | - 4.64 | -6 | 14379.27 | ≈ 2798 | 0.32 |
| 4 | V162 | 125 | 6.67 | 15.3906 | - 5.85 | -6 | 13621.54 | ≈ 2650 | 0.30 |
| 5 | V162 | 125 | 7.05 | 16.5871 | - 4.51 | -6 | 14888.85 | ≈ 2897 | 0.33 |
| 6 | V162 | 125 | 6.82 | 15.8787 | - 4.07 | -6 | 14318.55 | ≈ 2786 | 0.32 |
| 7 | V162 | 125 | 6.71 | 15.6125 | - 2.31 | -6 | 14337.16 | ≈ 2789 | 0.32 |
| Progetto | | | | 108825.5 | | | 97832.38 | ≈ 2719 | 0.31 |

La produzione netta complessiva del parco eolico è di circa **97.8 GWh** annui, corrispondenti a circa **2719 ore equivalenti** alla massima potenza ed un Capacity Factor del 31 %.

Nel complesso il risultato di produzione, essendo al netto delle possibili perdite tecniche, è soddisfacente.

In questa fase, considerato il limitato periodo temporale di dati disponibili, lo studio non tiene conto della valutazione delle incertezze di misura e di calcolo.

9. CONCLUSIONI

Sulla base dello studio anemologico effettuato per il progetto eolico "Energia Monte San Pacifico", si possono fare le seguenti considerazioni conclusive:

- I dati di vento fin qui misurati, anche se non esaustivi, sono validi per il fine della stima di produzione del parco eolico, in quanto comprendono un anno di misurazioni anemometriche, eliminando pertanto eventuali effetti di stagionalità.
- La risorsa eolica disponibile nell'area del sito ed il calcolo di produzione netta annua del parco eolico producono risultati nel complesso soddisfacenti anche se non definitivi, e lo studio dovrà essere affinato nel corso dell'avanzamento della campagna di misura.

10. BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

[1] «Can the wind industry bank on wind lidar?», *Wind Power Monthly*, November 2014.

[2] International Electrotechnical Commission, International Standard IEC 61400-1.

[3] «<https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>,» [Online].