

REGIONE MARCHE

Comune di Caldarola (MC)

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 60,0 MW integrato con un sistema di accumulo della potenza di 20,0 MW e delle relative opere di connessione alla RTN sito nei comuni di Caldarola 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
01	20/11/2023	Moscato	Bartolazzi	F.O. Renewables	Emissione per integrazione MASE
00	02/11/2022	Moscato	Bartolazzi	F.O. Renewables	Studio anemologico

N° DOCUMENTO

FLS-CLD-SA

SCALA

--

FORMATO

A4

INDICE

1. INTRODUZIONE	5
2. OBIETTIVI DELLO STUDIO.....	5
3. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	6
4. METODOLOGIA DELLO STUDIO ANEMOLOGICO	8
5. ANALISI DEI DATI ANEMOMETRICI	9
5.1. LIDAR	9
5.2. SINTESI DATI MISURATI	12
6. SINTESI CLIMATOLOGIA TRASFERITA.....	16
7. LAYOUT DI IMPIANTO	17
8. MODELLO FLUIDODINAMICO	19
9. RISULTATI DELLO STUDIO	19
9.1. RISORSA EOLICA DISPONIBILE NELL'AREA.....	19
9.2. INCERTEZZE	22
9.2.1. MISURA DEI DATI VENTO	23
9.2.2. ANALISI DEI DATI.....	25
9.2.3. STIMA DELLA PRODUZIONE ENERGETICA	29
9.3. RISULTATI DI PRODUZIONE.....	31
10. CONCLUSIONI	34
11. BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	34

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.	6
Figura 2: Foto esempio dello ZX300	10
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.....	11
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.....	12
Figura 5: Statistiche medie stagionali e giornaliere alle altezze di misura nella posizione del LIDAR presso San Severino Marche	13
Figura 6: Distribuzione in frequenza della velocità ad un'altezza di 120 m a.g.l. con relativo best-fitting secondo una distribuzione di Weibull di parametri di forma $k=1.485$ e di scala $A=7.51$ m/s.	14
Figura 7: Profilo verticale di velocità nella posizione del LIDAR presso San Severino Marche .	15
Figura 8: Distribuzione angolare della frequenza e del contenuto energetico a 120 m di quota.	15
Figura 9: Rosa dei venti e distribuzione in frequenza della velocità ad un'altezza di 125 m a.g.l. con relativo best-fitting secondo una distribuzione di Weibull di parametri di forma $k=1.27$ e di scala $A=7.48$ m/s.	17
Figura 10 – Cartografia IGM (scala 1:25000) della zona del sito con indicazione del layout di progetto; in rosso i confini comunali.	18
Figura 11 – Rappresentazione del modello digitale del terreno con il layout di progetto; le curve di livello sono riportate ogni 20 m.....	20
Figura 12 – Mappa risorsa di vento ad altezza 125 m con riportati i valori medi di velocità e le posizioni delle turbine del parco eolico in esame.....	21
Figura 13 Esempio di retta di regressione per i dati LIDAR a 118 m e Mast a 50m per il settore 75° - 105°	25

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Posizioni turbine parco (WGS84 - UTM 33 N).....	7
Tabella 2 Classificazione ZX300 ed incertezze standard per altezze di misura a passo 5 m [8]23	
Tabella 3 Parametri di regressione tramite LLS per 12 settori. Si noti che i parametri di Slope e R^2 non vengono riportati per i settori dove non è stato acquisito un numero sufficiente di dati	25
Tabella 4 Parametri di regressione lineare (Linear Least Square) fra i dati di vento misurati in sito ed i MERRA-2	27
Tabella 5 Incertezze sulla produzione energetica del parco	31
Tabella 6 - Sintesi dei risultati di produzione del parco eolico	32
Tabella 7 Stima produzione energetica del parco negli scenari P50, P75 e P90	33

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.

Per la stima della ventosità, della produzione energetica e degli effetti di scia, sono stati utilizzati i dati di vento acquisiti per 1 anno in un'area posta a San Severino Marche, a circa 10 km dal sito in esame, e correlati con dati di lungo periodo. Attraverso un modello CFD centrato sull'area d'interesse e di estensione 20x20 km², è stato possibile ricavare, a partire dai suddetti dati sperimentali, il database necessario al corretto inquadramento anemologico del sito. Gli algoritmi matematici alla base del modello numerico impiegato per il calcolo delle proprietà del vento sono conformi agli standard industriali attuali e pertanto risultano ben testati ed affidabili. In ogni caso si prevede l'installazione in sito di un anemometro, i cui dati consentiranno di affinare ulteriormente il modello CFD.

In questo documento, quindi, viene descritta la campagna anemologica svolta nell'area del territorio comunale di San Severino Marche e vengono presentati i risultati dello studio della risorsa eolica nel sito di Caldarola, oltre alla producibilità energetica dell'impianto proposto.

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, nel comune di Caldarola.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico è situata a circa 3.5 km a sud-ovest del centro abitato di Caldarola, a circa 8 km ad est dal centro abitato di Camerino e a circa 1.8 km a sud del lago di Borgiano. Considerando come "area del parco eolico" la superficie data dal poligono avente per vertici le posizioni delle turbine, essa risulta pari a circa 2.25 km² e si articola all'interno del comune di Caldarola, come riportato in Figura 1.

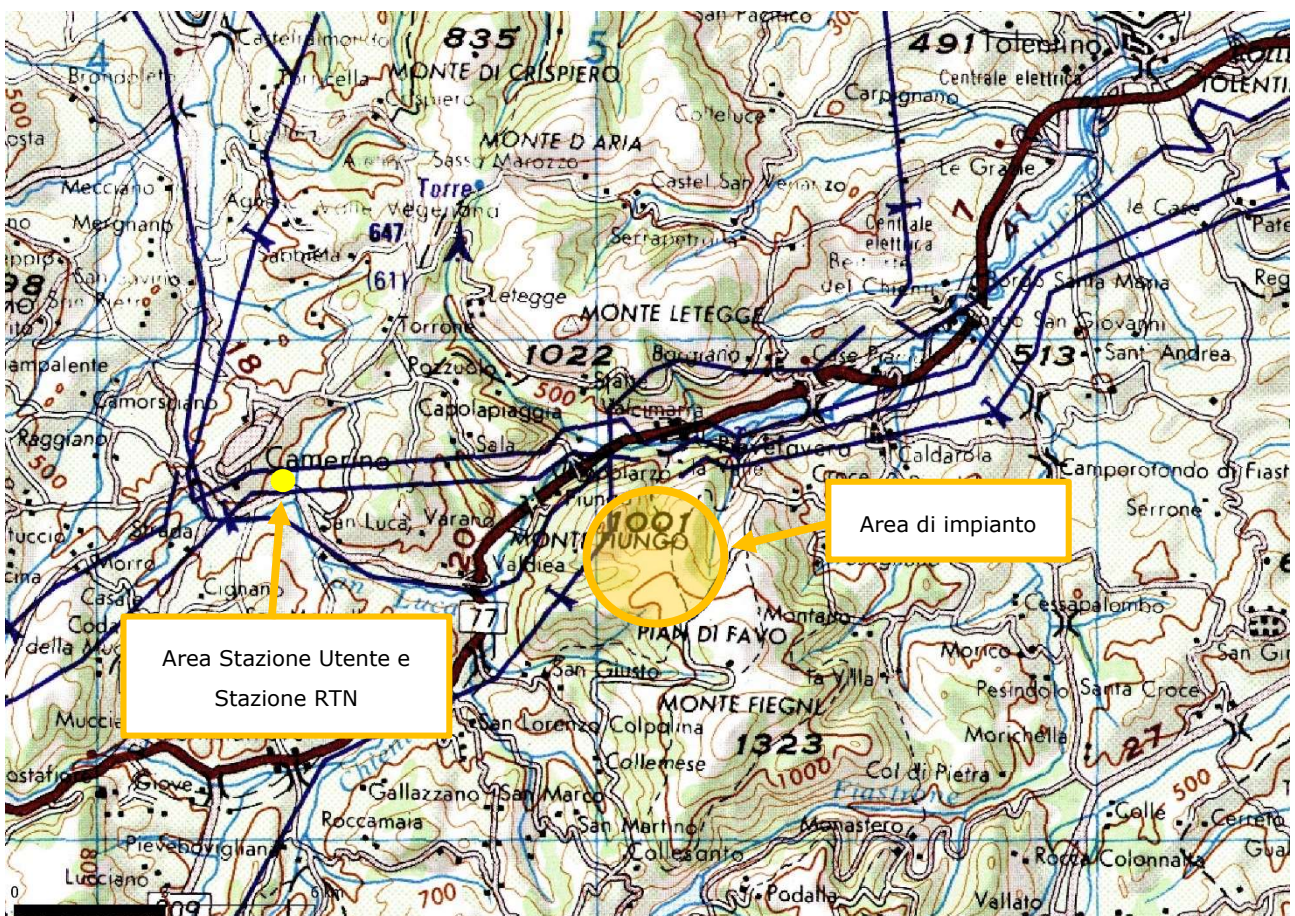


Figura 1: Area di impianto su carta IGM 1:250000; in tratteggio nero sono riportati i confini comunali, in rosso i cavidotti interni all'impianto, in blu il cavidotto di evacuazione, in giallo la possibile area della nuova stazione elettrica a 132 kV della RTN e della Stazione Utente 30/132 kV.

Il progetto prevede l'installazione di 12 aerogeneratori. La superficie territoriale interessata dal progetto è classificata dal PRG comunale come zona agricola montana.

La conformazione del terreno è prevalentemente montuosa, presenta una quota massima di circa 1020 m s.l.m. in corrispondenza della turbina 5, e minima di circa 800 m s.l.m., in corrispondenza della turbina 12. Il sito è 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	350695.54	4775769.34	866
T2	350684.74	4775404.07	917
T3	350804.89	4775022.41	964
T4	351120.37	4774800.33	1014
T5	351436.17	4774588.55	1020
T6	351840.57	4774581.61	1014
T7	351732.16	4775618.95	907
T8	351524.19	4775975.62	861
T9	351509.23	4776413.67	828
T10	352829.51	4775179.28	918
T11	352613.21	4775597.20	855
T12	352665.96	4775986.77	800

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 20x20 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 località M.S. Pacifico. Questi dati sono stati acquisiti durante la campagna anemometrica di un altro progetto eolico, denominato "Energia Monte San Pacifico", già presentato in VIA con codice di procedura 8810 dallo stesso proponente. Vista la vicinanza del sito all'area di interesse (distanza di circa 10 km), si è ritenuto di poter sfruttare tali dati per ricavare una climatologia rappresentativa dell'area in esame tramite opportuni modelli CFD, grazie alla quale simulare correttamente le condizioni di vento.

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

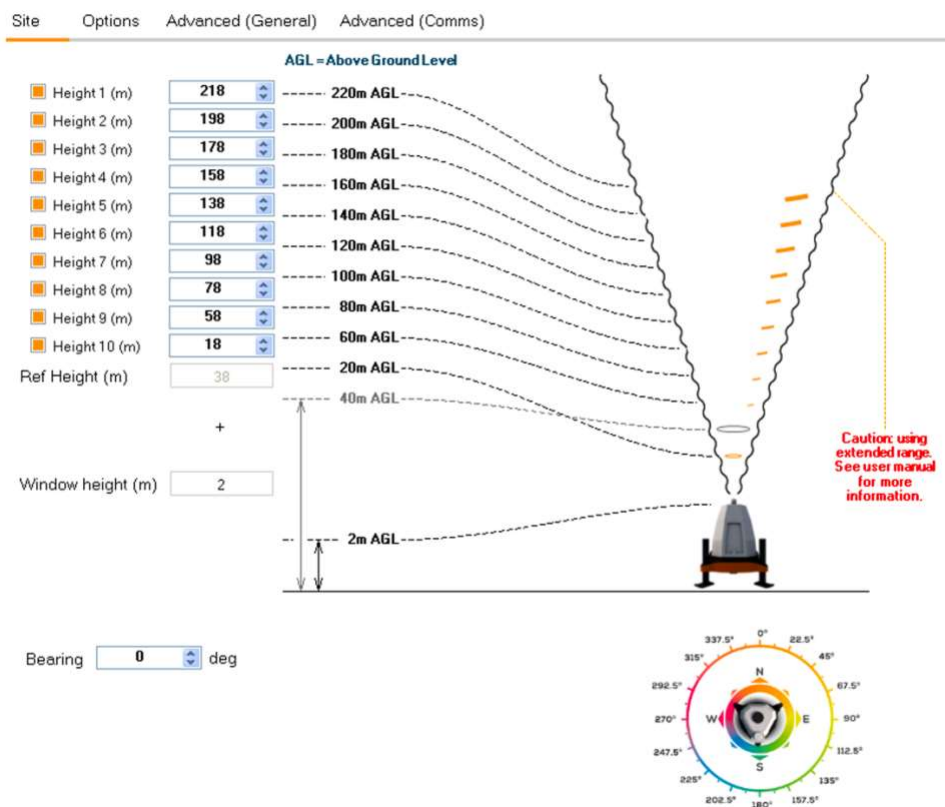


Figura 4: Configurazione delle altezze misurate; per ricavarne il valore sopra il livello del terreno, va sommata alle varie altezze la quota dell'apice (finestra) del LIDAR rispetto al terreno.

5.2. SINTESI DATI MISURATI

Dall'esame dei dati elaborati in serie temporale è stata verificata la validità delle misure per ognuno dei parametri registrati. 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 del LIDAR. Si ricorda che tali risultati sono quelli afferenti alla campagna anemologica svolta presso il Monte San Pacifico, nel comune di San Severino Marche.

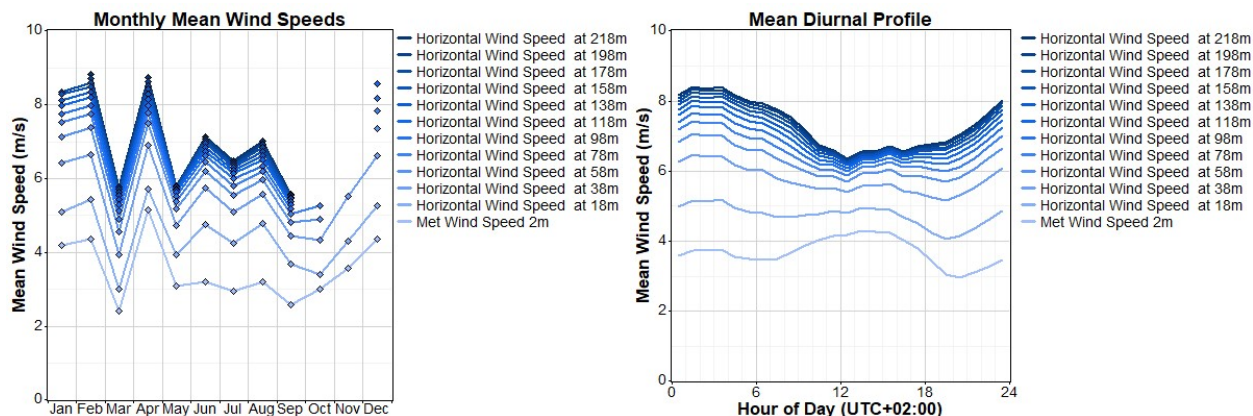


Figura 5: Statistiche medie stagionali e giornaliere alle altezze di misura nella posizione del LIDAR presso San Severino Marche

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. **Preme sottolineare, comunque, che il "data recovery rate" (i.e. il numero di dati validi rispetto al numero complessivo dei dati registrabili nel periodo di misura) minimo risulta essere pari all'83% e si riferisce ad una quota di 200 m AGL, mentre si attesta a circa l'87% a 120 m AGL e supera il 90% per tutte le quote di misura inferiori a circa 80 m AGL. Tuttavia, al fine di garantire una più completa rappresentazione delle condizioni di vento alla quota 120 m AGL (si ricordi che l'altezza hub prevista è pari a 125 m), i dati non validi sono stati sostituiti con quelli estrapolati dalla quota 80 m. Il calcolo è stato effettuato per ogni punto della serie temporale considerata, ricavando di volta in volta i parametri di miglior fitting per lo shear/veer dalle misure effettuate fra le quote 2 m, 20 m, 40 m, 60 m ed 80 m. In questo modo è stato possibile ottenere dei risultati attendibili anche laddove le misure sono state scartate.**

La distribuzione in frequenza delle misure di velocità rilevate sul sito a 120 m di altezza è riportata in Figura 6.

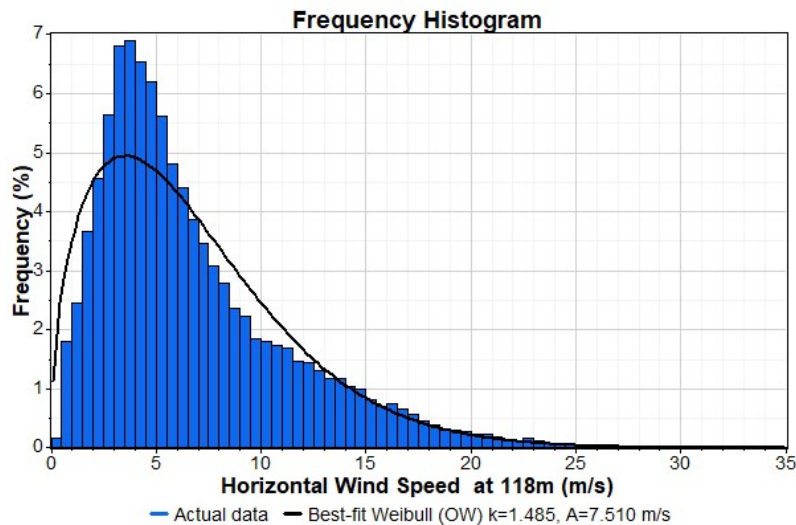


Figura 6: Distribuzione in frequenza della velocità ad un'altezza di 120 m a.g.l. con relativo best-fitting secondo una distribuzione di Weibull di parametri di forma $k=1.485$ e di scala $A=7.51$ m/s.

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.

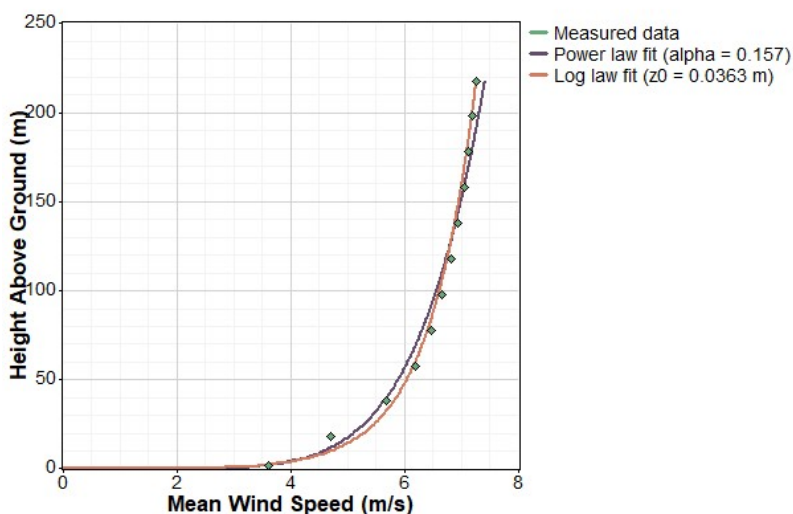


Figura 7: Profilo verticale di velocità nella posizione del LIDAR presso San Severino Marche

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.

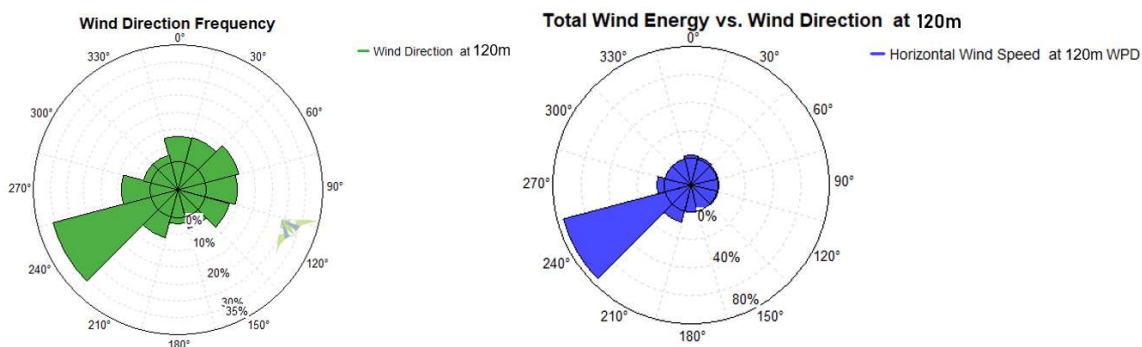


Figura 8: Distribuzione angolare della frequenza e del contenuto energetico a 120 m di quota.

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. SINTESI CLIMATOLOGIA TRASFERITA

Al fine di caratterizzare il sito in esame da un punto di vista anemologico a partire dai dati di ventosità acquisiti presso l'area nel comune di San Severino Marche, è stato implementato un modello CFD tramite il software commerciale WindSim. I dettagli di tale modello vengono presentati nel capitolo 8, insieme ad una spiegazione più estesa del modello stesso, tuttavia per chiarezza vengono riassunti di seguito i principali:

- Modello Large di 40x40 km²
- Modello Nesting di 20x20 km²
- Modello di turbolenza → Standard k-ε
- 12 settori
- Numero di celle totali Nesting → 3603600

In questo modo è stato possibile ricavare le caratteristiche anemologiche del sito in esame nel punto P di coordinate 350684.74 E, 4775404.07 N, utilizzate in seguito per validare il layout del parco eolico e calcolarne la producibilità.

In Figura 9 vengono riportate la rosa dei venti e la distribuzione in frequenza del vento a 125 m di altezza dal suolo ricavate nella suddetta posizione P.

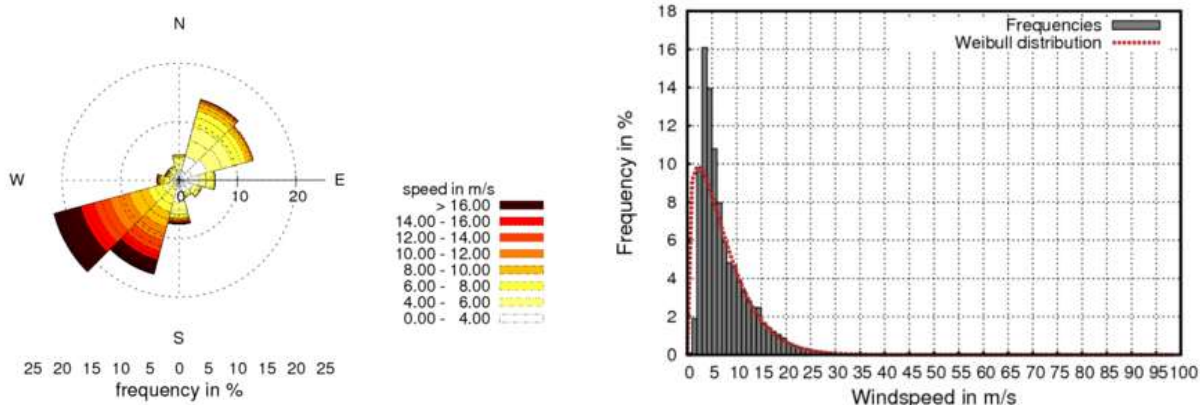


Figura 9: Rosa dei venti e distribuzione in frequenza della velocità ad un'altezza di 125 m a.g.l. con relativo best-fitting secondo una distribuzione di Weibull di parametri di forma $k=1.27$ e di scala $A=7.48$ m/s.

7. LAYOUT DI IMPIANTO

Il layout del parco eolico "Energia Caldarola" nel Comune di Caldarola, oggetto del presente studio, è stato definito sulla base dei seguenti fattori:

- orografia dell'area;
- dati di vento acquisiti presso il comune di San Severino Marche;
- 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 12 aerogeneratori V150, o similari, che presentano caratteristiche tecniche e geometriche del tipo:

- Diametro: 150 m;
- Altezza hub: 125 m;
- Potenza nominale: 5.0 MW.

ottenendo così una potenza complessiva del parco pari a 60 MW.

In Figura 10 si riporta uno stralcio della cartografia IGM 1:25000 dell'area del sito con indicazione del layout di progetto.

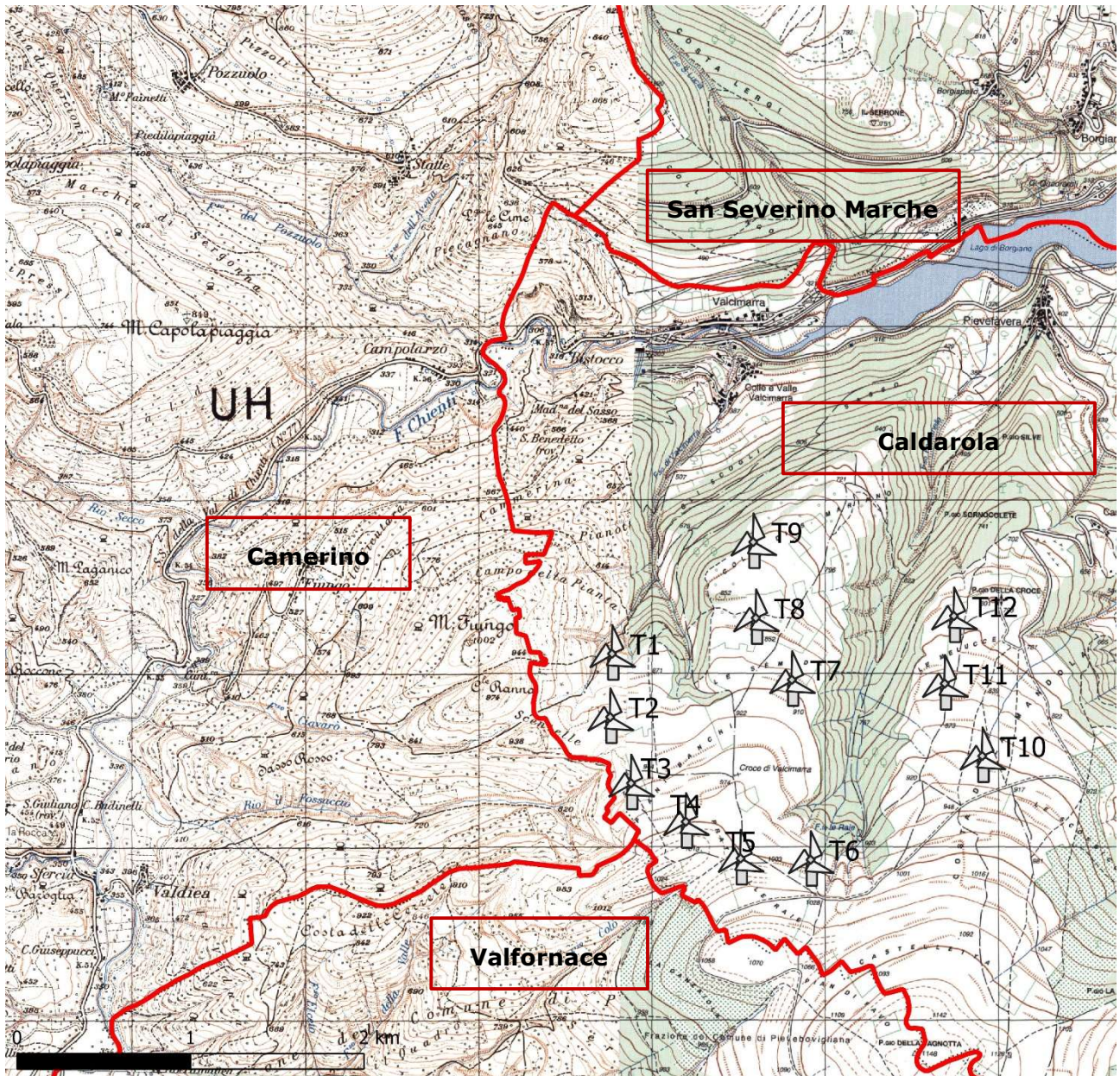


Figura 10 – Cartografia IGM (scala 1:25000) della zona del sito con indicazione del layout di progetto; in rosso i confini comunali.

8. 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), in condizioni stazionarie. 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 stato simulato 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 20x20 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.

9. 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.

9.1. 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 include i dati di orografia e di rugosità.

Si riporta in Figura 11 una rappresentazione del layout di progetto con indicazione delle curve di livello con risoluzione 20 m e colorazione indicante la quota.

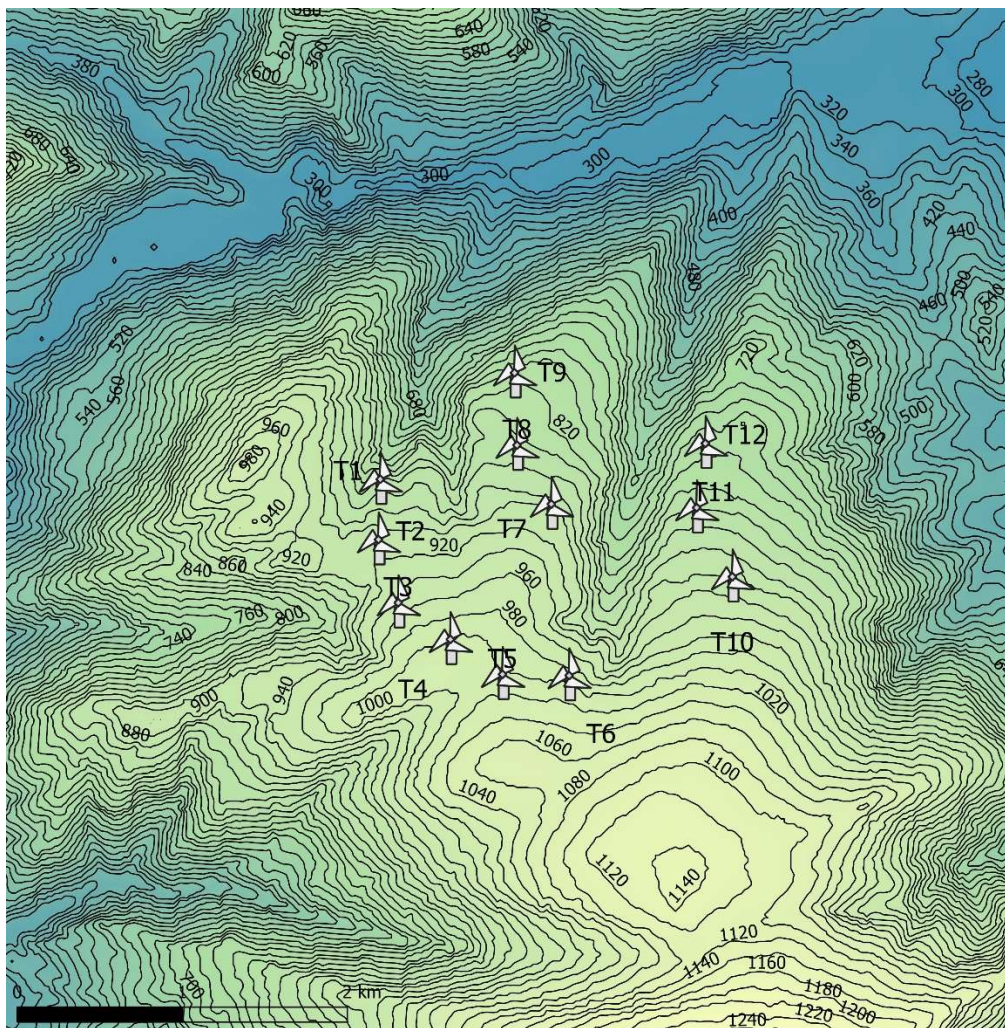


Figura 11 – Rappresentazione del modello digitale del terreno con il layout di progetto; le curve di livello sono riportate ogni 20 m.

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).

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 (MERRA-2, 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).

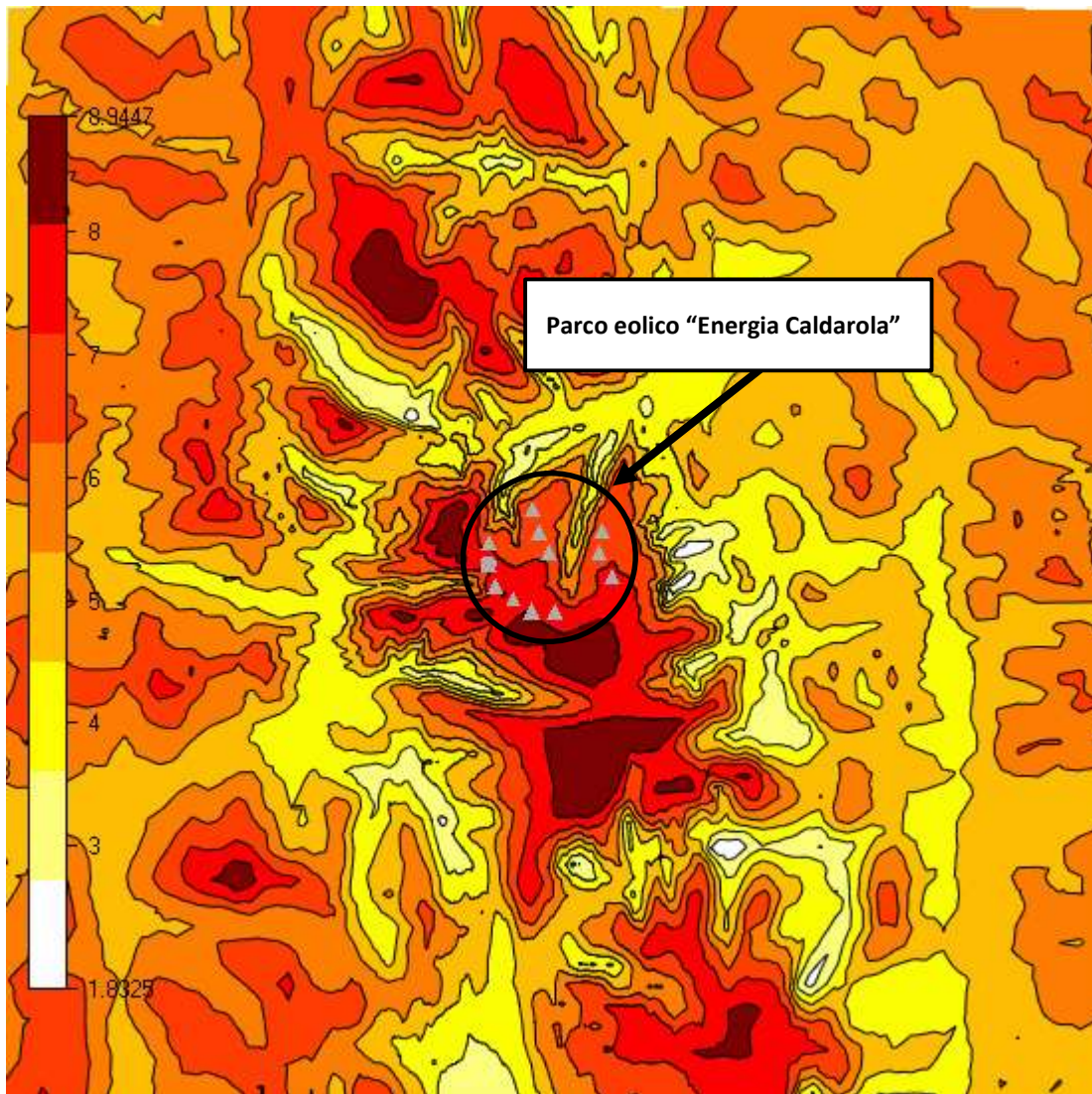


Figura 12 – Mappa risorsa di vento ad altezza 125 m con riportati i valori medi di velocità e le posizioni delle turbine del parco eolico in esame.

Nella Figura 12 viene rappresentata quindi la mappa della risorsa di vento calcolata con il software WindSim nell'area dell'impianto, con riportate le posizioni degli aerogeneratori in progetto.

Si osserva, nella zona di impianto, un valore di velocità media del vento all'altezza hub di circa 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.

La scelta delle posizioni degli aerogeneratori ha seguito un processo iterativo di ottimizzazione tenendo conto della massima producibilità di ogni turbina e delle singole perdite subite a causa di effetti orografici e di scia. Sebbene le macchine lungo la prima fila (turbine 1, 2, 3, 4, 5 e 6)

siano poste anche a distanze inferiori a 3 diametri (minima distanza fra la T3 e T4 pari a circa 380 m, i.e. 2.5 diametri), ciò non rappresenta un problema ai fini delle perdite di scia che si attestano al massimo al 4.6% (Tabella 6). Al contrario, le turbine T7, T8, T9, T11, T12, soffrono di più a causa della forte direzionalità del vento, che comporta la presenza di mutui effetti negativi. Tuttavia, nell'ottica di massimizzazione della produzione, sono state ritenute accettabili delle perdite per scia inferiori al 10%, eventualmente prevedendo un programma di manutenzione più frequente.

9.2. INCERTEZZE

Al fine di valutare il grado di confidenza della stima di risorsa ventosa in un sito, è necessario considerare le sue fonti di incertezza ed il loro peso. In generale, le incertezze di uno studio anemologico sono legate a fattori quali le misure della velocità e della direzione del vento, le condizioni climatiche, la loro relazione con le serie storiche (i dati di lungo periodo), le possibili variazioni del clima nel futuro, lo strato limite e la distribuzione spaziale della risorsa ventosa.

Con riferimento alla guida ISO "Guide to the expression of uncertainty in measurement" [4], le incertezze vengono suddivise in 2 categorie: A e B. L'entità delle prime è strettamente legata alle misure effettuate, tramite le quali viene calcolata, mentre per le seconde si fa riferimento a certificati di installazione, manuali, datasheet, protocolli, opinioni di esperti ed ipotesi. Generalmente le prime sono responsabili della sola componente "random" dell'errore nella stima della misura (e pertanto vengono caratterizzate tramite la deviazione standard), mentre le seconde sono relative alla componente "sistematica" degli errori (indipendente dalle misure) [5] [6]. In accordo alla norma IEC 61400-12 [7], le componenti delle incertezze A sono considerate mutuamente indipendenti e normalmente distribuite [6], le A e le B sono fra loro indipendenti (a prescindere se facciano capo allo stesso bin di velocità o meno), mentre le componenti dell'incertezze B derivate dalla stessa sorgente sono sempre correlate al variare dei bin di velocità. Pertanto, la radice quadrata della somma dei quadrati di tali incertezze fornisce l'incertezza standard complessiva.

Nell'analisi anemologica in esame sono state considerate le incertezze derivanti dalla misura dei dati di vento, dalle analisi e correlazioni dei dati ottenuti, dal modello fluidodinamico implementato, dalla curva di potenza e dal modello impiegato per le perdite di scia.

9.2.1. MISURA DEI DATI VENTO

La misura della velocità del vento è stata effettuata tramite un sistema LIDAR ZX300 per una durata complessiva di un anno. Questa tecnologia presenta un'ampia casistica di validazione in siti a diversa complessità ed è stata sottoposta al processo di classificazione conforme alla IEC 61400-12-1 da parte dell'ente certificatore indipendente DNV GL [1] [8]. A partire da diversi "verification tests" è stata valutata la sensibilità delle misure rispetto a parametri ambientali quali ad esempio il gradiente di temperatura, la temperatura, l'intensità della turbolenza, la densità dell'aria, la variazione del vento con l'altezza, lo strato limite, l'inclinazione del flusso e la presenza di piogge. Per ogni variabile ambientale è stata stimata la sua massima influenza sulle misure che, sommata in quadratura a tutte le altre, consente di ottenere la "preliminary accuracy class". Quest'ultima è stata poi divisa per la radice di 2 in modo da ricavare la classe di accuratezza finale. Da essa, ipotizzando una distribuzione di probabilità rettangolare, è stata valutata l'incertezza standard ad ogni altezza di misura. I risultati sono riportati in Tabella 2.

Tabella 2 Classificazione ZX300 ed incertezze standard per altezze di misura a passo 5 m [8]

ZX300 Type Class Table											
Heights EVs [m]	Max influence (m x Range)								Preliminary accuracy [%]	Type specific class [%]	Standard uncertainty [%]
	Temperature Gradient	Air Temperature	Turbulence Intensity	Wind Veer	Wind Shear	Air Density	Rain	Flow inclination angle			
135	-1.85	-1.81	0.46	0.60	-2.48	*	-0.59	0.71	3.78	2.67	1.54
130	-2.03	-1.34	0.62	0.57	-1.14	*	-0.60	1.17	3.11	2.20	1.27
125	-1.80	-1.37	0.70	0.59	-1.20	*	-0.96	1.07	3.07	2.17	1.25
120	-1.91	-1.13	0.78	0.58	-0.61	*	-0.92	0.96	2.83	2.00	1.16
115	-1.97	-0.90	0.87	0.57	-0.02	*	-0.87	0.86	2.70	1.91	1.10
110	-2.03	-0.66	0.95	0.57	0.57	*	-0.82	0.76	2.71	1.92	1.11
105	-2.09	-0.42	1.04	0.56	1.16	*	-0.77	0.65	2.88	2.04	1.18
100	-1.52	2.50	1.71	0.00	1.02	-0.45	-0.01	0.55	3.61	2.55	1.47
95	-1.18	1.96	1.47	0.12	1.17	-0.33	0.20	0.22	2.99	2.12	1.22
90	-0.82	1.42	1.43	0.23	1.31	-0.20	0.23	-0.11	2.57	1.81	1.05
85	-0.46	0.91	1.40	0.34	1.52	-0.07	0.25	-0.66	2.43	1.72	0.99
80	-0.10	0.57	1.50	0.47	1.68	0.05	0.28	-0.63	2.47	1.75	1.01
75	0.11	0.61	1.61	0.60	2.23	0.18	0.30	-0.59	2.96	2.10	1.21
70	0.14	1.11	1.33	0.72	2.79	0.31	0.28	-0.56	3.43	2.43	1.40
65	0.23	1.35	1.09	0.89	2.36	0.75	0.26	-0.52	3.21	2.27	1.31
60	0.23	1.77	0.86	1.04	2.05	1.13	0.24	-0.49	3.28	2.32	1.34
55	0.25	2.07	0.71	0.45	1.91	1.51	0.23	*	3.32	2.34	1.35
50	0.28	1.03	0.52	0.61	1.60	1.89	0.28	*	2.83	2.00	1.15
45	0.32	0.41	0.39	0.77	1.29	2.27	0.31	*	2.82	2.00	1.15
40	0.16	-0.22	0.27	0.93	0.99	2.66	0.35	*	3.03	2.14	1.24
35	0.10	-0.61	0.41	0.45	0.13	0.48	0.38	*	1.07	0.75	0.44
30	0.03	-0.76	0.53	0.34	-0.44	-0.41	0.41	*	1.23	0.87	0.50
25	0.02	-0.78	0.67	0.29	-1.01	-1.30	0.45	*	2.01	1.42	0.82
20	0.00	-0.71	0.82	0.23	-1.58	-2.18	0.48	*	2.95	2.09	1.21

* EV was not assessed in the height

Si noti che le incertezze afferenti ai singoli parametri ambientali, seppur di piccola entità, sono derivati dai rispettivi massimi range di misura e pertanto corrispondono alle massime incertezze da essi ottenibili. L'incertezza standard complessiva viene calcolata considerando la compresenza di tali valori, cosicché il risultato finale è l'incertezza massima che ci si può attendere da misure effettuate con il LIDAR ZX300. Tuttavia, nella realtà, difficilmente ci si troverà in una situazione

di contemporanea massima influenza di tutti i parametri ambientali, per cui l'incertezza risultante sarà probabilmente più bassa.

Altre sorgenti di incertezza legate alla misura del vento sono da ascrivere alla correzione dei dati, alla loro integrità, alle possibili condizioni non omogenee del flusso all'interno dell'area di misura coperta dal LIDAR ed all'installazione dello strumento. Con riferimento ai primi ed ai secondi, lo ZX300 è dotato di un algoritmo di filtraggio automatico dei dati acquisiti in caso di forte presenza di nuvole e di scarsa qualità dei dati stessi. Pertanto tali sorgenti di incertezze sono ritenute non impattanti sui risultati finali. Per quanto riguarda le possibili condizioni di flusso non omogenee, invece, il software Windsim 11 mette a disposizione uno strumento di correzione dei dati di ventosità LIDAR in considerazione della simulazione fluidodinamica del sito. Nel caso in esame, i fattori di correzione si attestano fra 0.989 ed 1.01 a seconda del settore della rosa dei venti considerato ed a 120 m di altezza, restituendo quindi un'incertezza di circa $\pm 1\%$. Con riferimento all'installazione dello strumento, invece, il LIDAR ZX300 è dotato di un sistema a livella che consente di verificarne il corretto posizionamento, limitando così le incertezze dovute a questa voce.

Al fine di confermare ulteriormente la bontà dei dati vento acquisiti dal LIDAR ZX300, si è proceduto ad installare in data 11/02/2022 un mast di altezza 50m (sensori a 30m, 40m e 50m) in prossimità del LIDAR stesso (nella posizione di coordinate 4784581.45m N, 350979.65m E in WGS84 33N), con l'obiettivo di procedere alla correlazione dei dati acquisiti contemporaneamente dai due sistemi di misura (Figura 13). Tuttavia, a seguito di atti vandalici, il traliccio è stato abbattuto e pertanto il periodo utile per il confronto è pari a quello compreso fra il 11/02/2022 al 26/03/2022. Nonostante tale lasso di tempo non consenta una comparazione che copra tutte le significative variazioni delle condizioni di vento, permette comunque di apprezzare l'ottima correlazione dei dati nel tempo di misura, con coefficienti R^2 massimi di 0.98 (ottenuti tramite il metodo dei minimi quadrati, *Linear Least Square-LSS*) e comunque non inferiori a 0.82 (Tabella 3).

Tabella 3 Parametri di regressione tramite LLS per 12 settori. Si noti che i parametri di Slope e R^2 non vengono riportati per i settori dove non è stato acquisito un numero sufficiente di dati

	Time Steps	Best-fit intercept (m/s)	Slope	R^2
Sector				
345° - 15°	33	0	-	-
15° - 45°	34	0	-	-
45° - 75°	201	0	1.075	0.987
75° - 105°	337	0	1.09	0.984
105° - 135°	87	0	1.364	0.82
135° - 165°	70	0	1.59	0.873
165° - 195°	208	0	1.425	0.898
195° - 225°	554	0	1.361	0.839
225° - 255°	237	0	1.288	0.863
255° - 285°	130	0	1.177	0.898
285° - 315°	28	0	-	-
315° - 345°	33	0	-	-
All	1,952			0.89

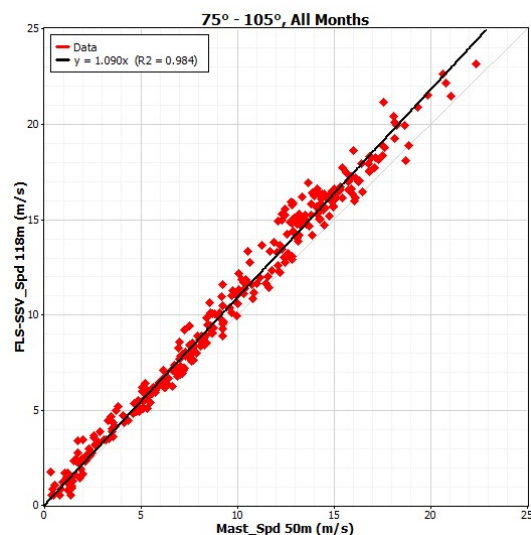


Figura 13 Esempio di retta di regressione per i dati LIDAR a 118 m e Mast a 50m per il settore 75°-105°

9.2.2. ANALISI DEI DATI

Le sorgenti di incertezze afferenti alla fase di processamento ed analisi dei dati possono essere suddivise in [6] [9]:

- conversione, filtraggio ed integrità dei dati;
- lunghezza del periodo di misura;
- correlazione con i dati di lungo periodo;

- variabilità della risorsa di vento nel futuro a causa di processi stocastici e cambiamenti climatici.

Per quanto riguarda le prime, preme sottolineare che il software del LIDAR ZX300 è dotato di algoritmi di filtraggio dei dati, che ne garantisce la qualità già in uscita al sistema di misura. I dati grezzi così ottenuti, in formato proprietario “.zph”, vengono importati nel software Windographer 5.2.1 sfruttando un algoritmo dedicato di conversione e lettura all’interno del software stesso. Poiché non sono stati registrati errori in questa fase, le incertezze associate a possibili problemi di conversione e/o manipolazione sono considerate nulle. Con riferimento all’integrità, invece, il “data recovery rate” (i.e. il rapporto fra il numero di dati considerati validi rispetto al totale registrabile nel periodo di misura) è pari all’87% all’altezza s.l.m. di interesse di 120m. Pertanto, al fine di ottenere una rappresentazione completa ed al contempo realistica delle condizioni di vento, i dati non validi sono stati sostituiti con quelli estrapolati dalla quota 80m ogni 10 minuti, in funzione dell’andamento dello strato limite e della variazione di direzione del vento in quei 10 minuti ricavati dalle quote 2m, 20m, 40m, 60m ed 80m (quest’ultime presentano dei tassi di recovery rate superiori al 90%). L’incertezza associata a questo processo e ad un recovery rate inferiore all’unità è valutata pari al 4%.

Per quanto concerne l’incertezza associata al periodo di misura, un tempo lungo (almeno 5 anni) consentirebbe di avere una stima totalmente affidabile delle condizioni medie ventose [10] e di conseguenza della produzione del parco eolico. Tuttavia, ciò non è compatibile con i tempi dello sviluppo di progetti eolici e non sarebbe sostenibile per gli investitori. L’acquisizione di almeno un anno di dati è diventata quindi una prassi standard, in quanto consente comunque di coprire le variazioni dovute alla stagionalità della risorsa ventosa [2] e di applicare con successo l’approccio statistico Measure-Correlate-Predict (MCP). Pertanto, l’incertezza associata all’acquisizione di un anno di dati è valutata pari al 4%.

Anche i dati di lungo periodo hanno un’incertezza ad essi associata, che si compone insieme a quella dei dati misurati in sito, per produrre l’incertezza complessiva della risorsa ventosa, ricavata a valle del metodo MCP. In particolare, detto R^2 il coefficiente di correlazione fra i due dataset, l’incertezza risultante è pari a [9]:

$$\delta_{MCP} = \sqrt{\frac{R^2}{N_{ref}} \sigma_{ref}^2 + \frac{1 - R^2}{N_{sito}} \sigma_{sito}^2}$$

dove il pedice “ref” si riferisce ai dati di lungo periodo, quello “sito” a quelli misurati in loco, σ è la deviazione standard e rappresenta la variabilità annuale della velocità ed N il numero di campioni in anni. Per lo studio in esame sono stati considerati i dati di lungo periodo MERRA-2

(20 anni), ricavati nella posizione 347169.89m E, 4762520.57m N. Di seguito si riporta una tabella riassuntiva della bontà della correlazione a seconda del settore considerato e con un passo temporale di comparazione di 4 ore (Tabella 4). Preme sottolineare che i risultati ottenuti vadano letti tenendo a mente la complessa orografia del territorio e la distanza fra il punto di misura e la posizione dei dati di lungo periodo ($\approx 22\text{km}$), a causa dei quali si ottiene, ad esempio, un coefficiente $R^2 \approx 0.66$ nel settore prevalente $225^\circ\text{-}255^\circ$, corrispondente comunque ad un coefficiente di Pearson R di circa 0.8.

L'incertezza associata al processo di MCP è pertanto stimata pari circa al 3%.

Per quanto riguarda le sorgenti di incertezze nella predizione della risorsa di vento nel futuro, si individuano due meccanismi concorrenti: la variabilità normale del vento negli anni ed i cambiamenti climatici. Con riferimento alla prima, l'incertezza standard associata può essere stimata a partire dai dati di lungo periodo [9]:

$$\delta_{normal} = \frac{\sigma_{ref}}{\sqrt{N_{ref}}},$$

dove σ_{ref} è la deviazione standard dei dati di lungo periodo resa adimensionale tramite la velocità media ed N_{ref} il numero di anni in cui si calcola la suddetta media.

Nel caso in studio, l'incertezza associata alla variabilità dei dati MERRA-2 ad 1 anno è pari al 5.86%, mentre a 25 anni è pari al 1.17%.

Tabella 4 Parametri di regressione lineare (Linear Least Square) fra i dati di vento misurati in sito ed i MERRA-2

Sector	Best-fit Intercept (m/s)	Slope	R ²
345° - 15°	1.665	0.783	0.735
15° - 45°	1.488	0.771	0.678
45° - 75°	1.593	0.69	0.628
75° - 105°	1.703	0.785	0.514
105° - 135°	1.984	0.733	0.294
135° - 165°	1.702	0.697	0.159
165° - 195°	2.036	0.716	0.293
195° - 225°	1.514	1.452	0.662
225° - 255°	2.075	1.54	0.662
255° - 285°	1.012	1.678	0.526
285° - 315°	1.453	1.388	0.345
315° - 345°	2.293	0.57	0.347
All			0.571

Con riferimento alla componente legata ai cambiamenti climatici, essa è di difficile stima ed è continuo oggetto di studio da parte di università, enti e centri di ricerca. In particolare, il World Climate Research Program (WCRP) ha promosso l'iniziativa CORDEX (Coordinated Downscaling Experiment) al fine di favorire la collaborazione e coordinare iniziative mirate al miglioramento di modelli RCM (Regional Climate Models) capaci di fornire proiezioni del cambiamento climatico a partire dal "downscaling" di modelli globali GCM (Global Climate Models) per tutto il mondo. Nel contesto europeo si fa riferimento ai modelli EURO-CORDEX, un gruppo di modelli "regionali" RCM che consentono di ottenere risultati con una scala spaziale molto più precisa (approssimativamente di circa 12 km) rispetto ai GCM per il territorio europeo. Ad oggi ci sono diversi studi che hanno impiegato tali modelli per realizzare previsioni a breve, medio e lungo periodo (corrispondenti approssimativamente al periodo 2021-2050, 2051-2080 e 2071-2100). Ad esempio, Moemken et al. (2018) [11] stimarono la variazione di producibilità eolica per gli scenari di emissione RCP4.5 e RCP8.5 (Representative Concentration Pathway; il numero si riferisce ad un forzante radiativo antropogenico al 2100 rispettivamente di 4.5 W/m² e 8.5 W/m²) tramite 9 simulazioni RCM basate su 2 modelli COSMO-CLM e RCA4, a partire da 5 modelli GCM differenti. I risultati mostrarono un leggero calo della producibilità (<5%, ipotizzando una turbina N117 ed altezza hub 100m) in corrispondenza della Penisola Scandinava ed Iberica ed un leggero aumento per il mar Baltico e le regioni dell'Egeo nel periodo 2021-2050 (scenario RCP4.5). Per la maggior parte delle altre aree nello stesso scenario, invece, prevedono una variazione di circa ±2% (fra cui l'Italia). Considerando, invece, lo scenario RCP8.5, le variazioni risultanti furono maggiori; tuttavia gli autori sottolinearono come gli effetti del cambiamento climatico fossero più rilevanti e le previsioni affidabili nel solo periodo 2071-2100. In particolare, riportarono che il numero di ore annue con velocità media del vento compresa fra 11 m/s e 20 m/s (range in cui spesso le turbine attuali lavorano in condizioni di massima potenza) diminuirebbe in tutto il Mediterraneo. Un più recente studio condotto da Bonanno et al. (2023, RSE SpA) [12] focalizzato sulla penisola italiana ha mostrato come ci sia una generale tendenza alla diminuzione della producibilità eolica in entrambi gli scenari RCP4.5 e RCP8.5 rispetto al periodo di riferimento 1971-2005 (considerando una turbina V112 da 3 MW, altezza hub pari a 100 m). Il livello di affidabilità di tali indicazioni per il periodo 2021-2050 risultò, però, nel complesso basso. Tuttavia si poté osservare un affidabile aumento locale di circa il 3-4% nell'area sud-est della penisola per impianti offshore e scenario RCP4.5. Al contrario tale incremento si verificherebbe solo in primavera nel Molise, Puglia, Basilicata e Calabria nello scenario RCP8.5, insieme ad una diminuzione del 3-4% in autunno nell'area della Sicilia. Con riferimento alla zona delle Marche, invece, gli autori riportarono la presenza di un lieve aumento di producibilità (2-3%) nei mesi da dicembre a maggio ed una diminuzione analoga fra giugno ed agosto per lo scenario RCP8.5.

Tali variazioni, invece, si rilevano più contenute (ed a più bassa affidabilità) nello scenario RCP4.5. Anche in quest'ultimo caso, però, l'affidabilità delle predizioni risultò più alta per il medio e lungo periodo (i.e. intervalli 2051-2080 e 2071-2100).

Nel complesso, ad oggi, la variabilità della produzione eolica nel breve periodo (sino circa al 2050) sembrerebbe generalmente limitata a qualche percento nel continente europeo ed in particolare nel centro-sud, seppur con alcune eccezioni [13] [14] [15] [16] [17]. Di conseguenza, in considerazione di quanto detto, nel presente studio l'incertezza sulla produzione energetica dovuta al cambiamento climatico è considerata cautelativamente pari al 3%.

9.2.3. STIMA DELLA PRODUZIONE ENERGETICA

Le incertezze che fanno capo alla vera e propria fase di stima della produzione energetica dell'impianto sono associate a tre macro voci:

- modello fluidodinamico impiegato;
- curva di potenza della macchina;
- modello per le perdite di scia.

Le informazioni che si ottengono da una campagna anemologica fanno riferimento alla sola posizione geografica in cui è stato installato il sistema di misura. Pertanto, al fine di ottenere la più affidabile stima di produzione energetica del parco eolico, si dovrebbe procedere alla misura delle caratteristiche del vento in ogni posizione dove si preveda l'installazione delle turbine. Ciò richiederebbe la disponibilità contemporanea di tanti sistemi di misura (uno per ogni posizione di analisi) con un conseguente aggravio economico non facilmente sostenibile dagli sviluppatori in questa fase. D'altro canto, pensare di impiegare lo stesso sistema per misurare un numero sufficiente di mesi in diverse posizioni, richiederebbe un tempo complessivo incompatibile con lo sviluppo di progetti eolici. Pertanto si è reso necessario introdurre dei modelli matematici con i quali poter ricavare le caratteristiche globali del sito in esame a partire da misure puntuali. Storicamente software quali WASP, Windfarm, WindFarmer si attestarono come standard nel settore in quanto basati su modelli lineari di flusso che, per terreni poco complessi, consentivano di ricavare efficacemente i parametri di ventosità all'interno di tutta l'area d'interesse ad un costo computazionale basso. Tuttavia, tali modelli entravano in crisi quando ci si trovava ad analizzare siti ad orografia e rugosità complessa, dove il flusso andava incontro a separazione dalla parete e creava delle zone di ricircolo [18]. In effetti ciò avviene in quanto essi non prevedono il distacco della vena fluida e pertanto predicono degli aumenti di velocità ("speed-up") sovrastimati in corrispondenza di ostacoli quali versanti di colline, montagne, altopiani. Con l'avvento di computer dotati di potenze di calcolo superiori, è stato possibile impiegare software di

simulazione fluidodinamica non lineare CFD anche nel settore eolico, ottenendo così risultati più accurati. Fra questi, uno degli standard attuali è il software Windsim (vedere i Capitoli 6 ed 8 per una descrizione del modello impiegato). Le incertezze associate alla simulazione CFD sono a loro volta dipendenti da quanto accuratamente è stato riprodotto il terreno, dalla risoluzione orizzontale e verticale della mesh, dal modello di turbolenza scelto, dal criterio di convergenza e solutore scelti, dalle condizioni al contorno. In generale, studi effettuati su parchi eolici esistenti (con terreni a diversa complessità) volti a simulare la produzione energetica annuale verificandola poi con quella realmente ottenuta, hanno mostrato una buona corrispondenza, con un errore massimo pari a $\approx 10\%$ [19] [20] [21]. Nel lavoro in esame, in considerazione della distanza alla quale è stata estrapolata la climatologia trasferita a partire dai dati registrati presso il Monte San Pacifico (posizione di coordinate 4784581.45m N, 350979.65m E in WGS84 33N - a circa 10 km dal sito), dell'ampiezza del sito, della quota di misura (pari a 120m) prossima all'altezza hub (pari a 125m) e dei parametri scelti per il modello fluidodinamico, si stima un'incertezza ad esso associato pari al 8%.

Per quanto riguarda le incertezze legate alla curva di potenza della macchina, preme sottolineare che tale caratteristica è strettamente dipendente dal sito di installazione. Il costruttore, infatti, misura e fornisce la curva di potenza con riferimento alla velocità alla navicella in condizioni di terreno piatto. Non tiene conto, quindi, di effetti di turbolenza o strato limite lungo l'intera ampiezza del rotore, che dipendono dal sito di installazione e che comportano un fattore di incertezza per la velocità media ad altezza hub [6]. Anche la densità dell'aria è un fattore di incertezza associato al sito. Spesso la curva di potenza viene fornita dal costruttore solo in condizioni standard dell'aria e pertanto va riadattata rispetto alla reale densità al mozzo tramite modelli matematici. Attualmente, però, alcuni costruttori riportano le curve "corrette" al variare della densità. Resta, comunque, l'incertezza legata alla sua stima lungo il rotore. Nello studio in esame, l'incertezza associata alla curva di potenza è valutata pari al 5%.

Per ciò che concerne il modello delle perdite di scia, va sottolineato che ne esistono molteplici a diversa complessità ed accuratezza. Nel software Windsim sono implementati il modello basato sulla teoria del deficit di quantità di moto ed espansione lineare della scia, detto di Jensen [22], il modello basato sulle equazioni dello strato limite turbolento, detto di Larsen [23], ed infine un modello che introduce un tasso di espansione delle scie dipendente dalla turbolenza [24]. Nel caso in esame è stato impiegato quest'ultimo metodo in quanto ha alla sua base un'analisi sperimentale che distingue i casi offshore da quelli onshore e grazie alla quale è stato ottimizzato. Ad ogni modo, l'incertezza ad esso associata è stimata pari al 1.5%.

Di seguito viene riportata una tabella riassuntiva delle voci di incertezza considerate e della loro valutazione per lo studio in esame (Tabella 5).

Tabella 5 Incertezze sulla produzione energetica del parco

Uncertainty Analysis	Root Mean Square	Production Sensitivity	Root Mean Square on Energy Yield
1. Wind Measurement			
1.1 LIDAR ZX300 measurement at 120m	1.53%	1.30%	1.99%
2. Wind Data Analysis			
2.1 Measurement Interval	4.00%	1.30%	5.20%
2.2 Data Integrity and filtering	4.00%	1.30%	5.20%
2.3 Long Term Correlation	3.00%	1.30%	3.90%
2.4 Prediction Horizon			
2.4.1 1-year wind variability	5.86%	1.30%	7.62%
2.4.2 25-year wind variability	1.17%	1.30%	1.52%
2.4.3 Climate change	3.00%		3.00%
3. Energy Yield Estimation			
3.1 Wind Flow Model (WindSim, CFD)	8.00%		8.00%
3.2 Power Curve	5.00%		5.00%
3.3 Wake Model	1.50%		1.50%
TOTAL UNCERTAINTY			
	1-year Prediction Horizon		15.22%
	25-year Prediction Horizon		13.26%

9.3. RISULTATI DI PRODUZIONE

Nella Tabella 6 sono riportati i risultati di produzione energetica del parco eolico "Energia Caldarola", utilizzando aerogeneratori tipo Vestas V150 da 5 MW, con diametro rotore pari a 150 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, isteresi, shutdown ecc.) 1%

Tabella 6 - 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	V150	125	7.04	14463.5	-4.49	-6	12985.63	≈2597	0.30
2	V150	125	7.49	15596.3	-4.58	-6	13989.17	≈2798	0.32
3	V150	125	7.73	16008.7	-4.19	-6	14417.72	≈2884	0.33
4	V150	125	7.99	16364.1	-4.24	-6	14730.36	≈2946	0.34
5	V150	125	7.98	16145.2	-4.13	-6	14549.13	≈2910	0.33
6	V150	125	7.67	15702.8	-4.03	-6	14166.36	≈2833	0.32
7	V150	125	6.8	14083.8	-9.31	-6	12006.24	≈2401	0.27
8	V150	125	6.55	13299	-7.75	-6	11532.48	≈2306	0.26
9	V150	125	6.56	13202.4	-6.73	-6	11574.78	≈2315	0.26
10	V150	125	7.27	15248.4	-4.17	-6	13736.41	≈2747	0.31
11	V150	125	6.99	14503.8	-6.29	-6	12776.67	≈2555	0.29
12	V150	125	6.59	13528.6	-8.87	-6	11588.79	≈2318	0.26
Progetto				178146.6			158051.72	≈ 2634	0.30

La produzione netta complessiva del parco eolico è di circa **158 GWh** annui, corrispondenti a circa **2634 ore equivalenti** alla massima potenza ed un Capacity Factor del 30 %.

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

Tenendo conto anche della stima delle incertezze descritte nella sezione 9.2 è possibile valutare la produzione attesa negli scenari P75 e P90 (Tabella 7). Considerando un orizzonte temporale pari a 25 anni, tali valori si attestano rispettivamente a circa **144 GWh** e **131 GWh**, corrispondenti a circa **2400** e **2187 ore equivalenti**.

Tabella 7 Stima produzione energetica del parco negli scenari P50, P75 e P90

Layout:		V150 HUB 125 m				
Rated Power of the Wind Farm	60.00	MW				
Gross Production @ P50	178.15	GWh/year				
Overall Wake Losses	-5.73%					
Energy Yield (AEP) @ P50	158.05	GWh/year				
TOTAL UNCERTAINTY		Uncertainty	Standard Deviation			
			Gross Production	Energy Yield		
1-year Prediction Horizon		15.22%	27.11	24.05	GWh/year	
25-year Prediction Horizon		13.26%	23.62	20.96	GWh/year	
12 x V150 HUB 125 m						
Level of	1-year Prediction Horizon			25-year Prediction Horizon		
Confidence [PoE]	Gross Production [GWh/year]	Energy Yield [GWh/year]	full load h [hours/year]	Gross Production [GWh/year]	Energy Yield [GWh/year]	full load h [hours/year]
50%	178.15	158.05	2634	178.15	158.05	2634
75%	159.86	141.83	2364	162.21	143.92	2399
90%	143.40	127.23	2120	147.87	131.19	2187

10. CONCLUSIONI

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

- I dati acquisiti di vento, seppur misurati ad una distanza di circa 10 km dal sito in esame, possono essere utilizzati per ricavare una rappresentazione valida delle condizioni anemologiche (i.e. climatologia trasferita) grazie all'impiego di modelli CFD.
- I dati di vento comprendono un anno di misurazioni anemometriche, eliminando pertanto eventuali effetti di stagionalità.
- La risorsa eolica disponibile nell'area in esame ed il calcolo di produzione netta annua del parco eolico producono risultati piuttosto soddisfacenti, a conferma di una forte vocazione allo sfruttamento eolico del sito.
- Dall'analisi di dati satellitari [25] risulta che il sito in esame sia una delle zone più promettenti in termini di risorsa eolica fra quelle disponibili nella Regione Marche.

11. 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].
- [4] *ISO Guide to the expression of uncertainty in measurement*, 1995.
- [5] E. Hau, *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Springer-Verlag, 2006.
- [6] M. A. Lackner, A. F. Rogers e J. Manwell, «Uncertainty Analysis in Wind Resource Assessment and Wind Energy Production Estimation,» in *45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, Reno, Nevada, 2007.
- [7] IEC 61400-12-1, «Wind turbines Power performance measurements,» 2005.
- [8] DNV GL, «Remote Sensing Device Type-specific Classification Summary,» 2018.

- [9] M. C. Brower, *Wind Resource Assessment - A practical Guide to Developing a Wind Project*, John Wiley & Sons, 2012.
- [10] J. F. Manwell, J. McGowan e A. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons, 2009.
- [11] J. Moemken, M. Meyers, H. Feldmann e J. G. Pinto, «Future Changes of Wind Speed and Wind Energy Potentials in EURO-CORDEX Ensemble Simulations,» *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, n. 123, pp. 6373-6389, 2018.
- [12] R. Bonanno, F. Viterbo e G. M. Riva, «Climate change impacts on wind power generation for the Italian peninsula,» *Regional Environmental Change*, p. 15, 2023.
- [13] D. Carvalhom, A. Rocha, M. Gómez-Gesteira e C. S. Santos, «Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections,» *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 29-40, 2017.
- [14] C. Jung e D. Schindler, «A review of recent studies on wind resource projections under climate change,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 165, p. 112596, 2022.
- [15] A. Belušić Vozila, I. Güttler, B. Ahrens, A. Obermann-Hellhund e M. T. Prtenjak, «Wind Over the Adriatic Region in CORDEX Climate Change Scenarios,» *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, vol. 124, pp. 110-130, 2018.
- [16] Y. Yang e K. Javanroodi, «Climate Change and Renewable Energy Generation in Europe— Long-Term Impact Assessment on Solar and Wind Energy Using High-Resolution Future Climate Data and Considering Climate Uncertainties,» *Energies*, vol. 15, p. 302, 2022.
- [17] Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC, «Europe,» in *Climate Change 2022 – Impacts, Adaptation and Vulnerability: Working Group II Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, 2023, pp. 1817-1928.
- [18] T. Wallbank, «WindSim validation Study - CFD validation in complex terrain,» 2008.
- [19] D. Tabas, J. Fang e F. Porté-Agel, «Wind Energy Prediction in Highly Complex Terrain by Computational Fluid Dynamics,» *Energies*, vol. 12, p. 1311, 2019.

- [20] Y. Song e I. Paek, «Prediction and Validation of the Annual Energy Production of a Wind Turbine Using WindSim and a Dynamic Wind Turbine Model,» *Energies*, vol. 13, p. 24, 2020.
- [21] H. Kim, Y. Song e Y. Paek, «Predicted and Validation of Annual Energy Production of Garyeok-do Wind Farm in Saemangeu Area,» *Journal of Wind Energy*, vol. 9, pp. 19-24, 2018.
- [22] I. Katic, J. Højstrup e N. O. Jensen, «A simple model for cluster efficiency,» in *European wind energy association conference and exhibition*, Roma, 1986.
- [23] G. C. Larsen, «A simple wake calculation procedure,» Risø National Laboratory, 1988.
- [24] T. Ishihara, A. Yamaguchi e Y. Fujino, « Development of a new wake model based on a wind tunnel experiment,» in *Global wind power*, 2004.
- [25] «Global Wind Atlas,» [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/en>.