



Engineering & Construction



GRE CODE

GRE.EEC.R.11.IT.W.15438.00.023.00

PAGE

1 di/of 19

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

# IMPIANTO EOLICO MONTEMILONE

## PROGETTO DEFINITIVO

### A.5

### Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità



File: GRE.EEC.R.11.IT.W.15438.00.023.00 - A.5 Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità.docx

00	01/12/2021	First issue	F.Ceragioli studio TECHNE	D.Puccini studio TECHNE	M.Nardi studio TECHNE
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

#### GRE VALIDATION

ST	D.Vicente Martinez	F.Tamma
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT

Wind Farm  
Montemilone

#### GRE CODE

GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION
GRE	EEC	R	1 1	I T	W	1 5 4 3 8	0 0	0 2 3	0 0

CLASSIFICATION

UTILIZATION SCOPE Iter autorizzativo

This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.

## INDICE

1	INTRODUZIONE .....	3
2	CONTENUTI DELLA RELAZIONE.....	4
3	INQUADRAMENTO TERRITORIALE .....	5
4	CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA.....	7
5	AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO.....	11
6	MODELLO DI VALUTAZIONE RISORSA EOLICA .....	13
7	RISULTATI .....	18

## 1 INTRODUZIONE

RTI-Studio Techné Srl, in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Enel Green Power S.p.A. ("EGP") di redigere il progetto definitivo per la costruzione di un nuovo impianto eolico denominato "Montemilone" e relative opere di connessione alla RTN, da ubicarsi in Basilicata, nel Comune di Montemilone (PZ).

In sintesi, il presente progetto prevede:

- l'installazione di 11 nuovi aerogeneratori, in linea con gli standard più alti presenti sul mercato, per una potenza installata pari a 66 MW;
- la realizzazione delle fondazioni per gli aerogeneratori in progetto;
- la realizzazione di piazzole di montaggio degli aerogeneratori, di nuovi tratti di viabilità e l'adeguamento della viabilità esistente, al fine di garantire l'accesso per il trasporto degli aerogeneratori;
- la realizzazione del cavidotto di media tensione e della connessione alla futura sottostazione di "Montemilone".
- l'utilizzo temporaneo, attraverso opportuni adeguamenti, di aree per il Site Camp.

Il progetto è in linea con gli obiettivi nazionali ed europei per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, legate a processi di produzione di energia elettrica.

## 2 CONTENUTI DELLA RELAZIONE

La presente relazione costituisce il documento sulla valutazione della risorsa eolica e sull'analisi di producibilità riguardante i nuovi aerogeneratori che sono previsti in sito.

Il capitolo 2 descrive in generale il sito e il layout degli aerogeneratori di nuova costruzione.

Nel capitolo 3 vengono descritte le caratteristiche anemologiche del sito.

Il capitolo 4 illustra le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di riferimento e il capitolo 5 tratta del modello di analisi di producibilità.

Infine, il capitolo 6 riporta i risultati dell'analisi di producibilità.

### 3 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'impianto eolico di nuova costruzione è localizzato nella Regione Basilicata, in provincia di Potenza, nel comune di Montemilone.

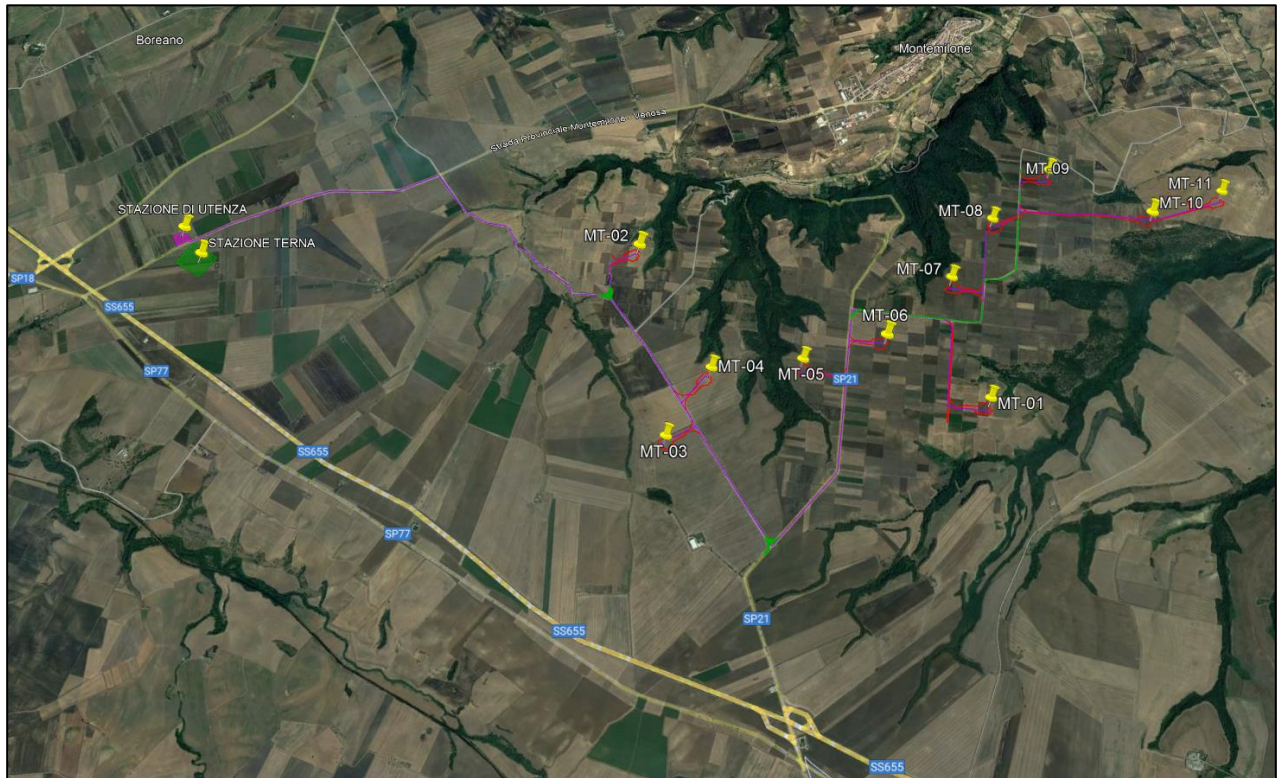
La morfologia dell'area e delle zone limitrofe è contraddistinta da un territorio pianeggiante privo di particolari complessità morfologiche.

Il progetto, sia per quanto riguarda gli aerogeneratori, la viabilità interna e le opere di connessione alla RTN è ubicato interamente nel Comune di Montemilone.

Di seguito è riportato l'inquadramento territoriale dell'area di progetto e la configurazione proposta su ortofoto:



**Figura 1: Inquadramento generale dell'area di progetto (Google Earth)**



**Figura 2: Configurazione proposta su ortofoto**

Di seguito è riportato in formato tabellare un dettaglio sul posizionamento degli aerogeneratori in progetto, in coordinate WGS84 UTM fuso 33N:

WTG	Comune	Est [m]	Nord [m]	Altitudine [m s.l.m.]
<b>MT01</b>	Montemilone	582613.13	4539179.13	372
<b>MT02</b>	Montemilone	579456.83	4539814.34	366
<b>MT03</b>	Montemilone	580131.00	4538185.00	393
<b>MT04</b>	Montemilone	580338.99	4538860.83	383
<b>MT05</b>	Montemilone	581053.55	4539129.31	382
<b>MT06</b>	Montemilone	581683.00	4539515.00	381
<b>MT07</b>	Montemilone	582111.29	4540197.20	372
<b>MT08</b>	Montemilone	582355.00	4540853.00	366
<b>MT09</b>	Montemilone	582760.72	4541473.18	360
<b>MT10</b>	Montemilone	583691.00	4541264.00	361
<b>MT11</b>	Montemilone	584258.10	4541639.44	356

**Tabella 1 – Coordinate Aerogeneratori**



#### 4 CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA

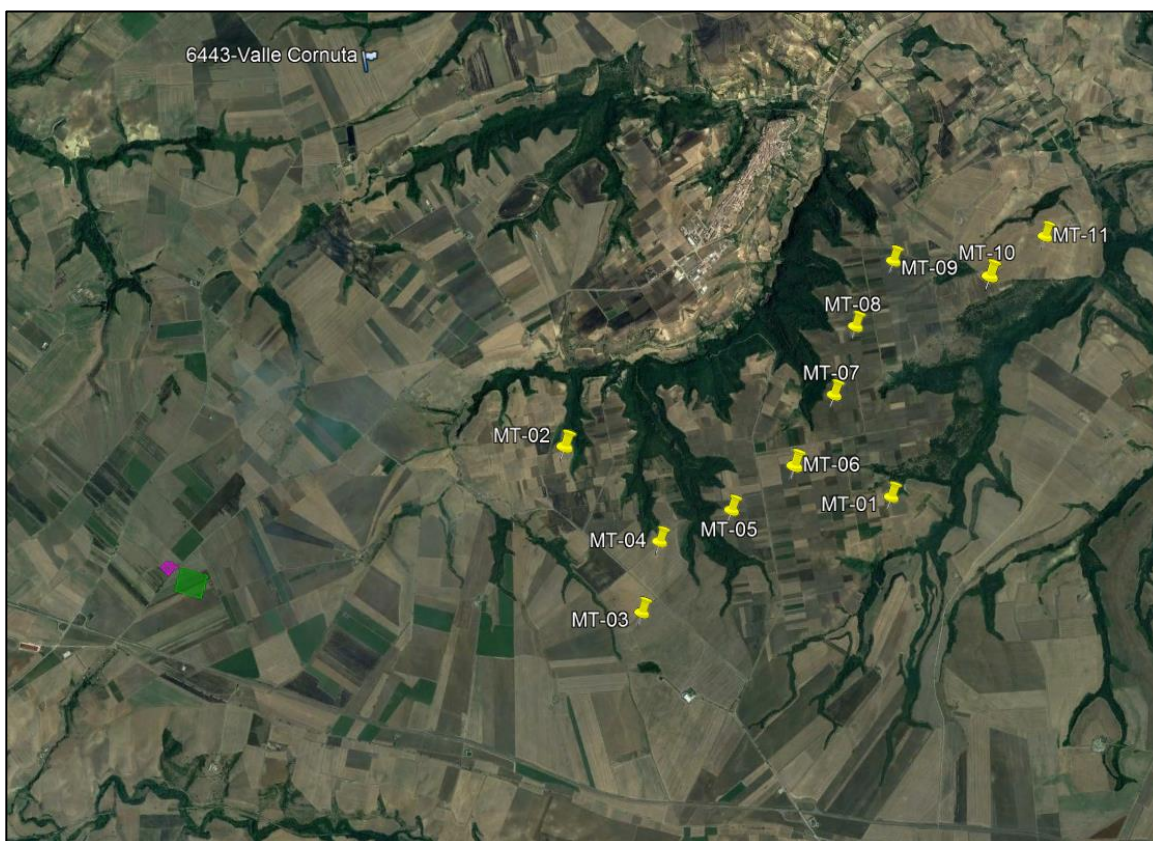
Il sito di Montemilone è situato in una delle zone maggiormente ventose di tutto il Paese, come mostrato in figura seguente, ricavata dall'Atlante Eolico di RSE SpA:



**Figura 3: Estratto Atlante Eolico RSE**

L'impianto sfrutterebbe quindi appieno la risorsa eolica e garantirebbe elevati valori di producibilità.

La velocità e la direzione del vento sono misurate in sito tramite la stazione anemometrica esistente di "Valle Cornuta", situata a circa 5 km a nord-ovest dell'impianto, ad un'altitudine pari a 339 m s.l.m. come mostrato in figura:

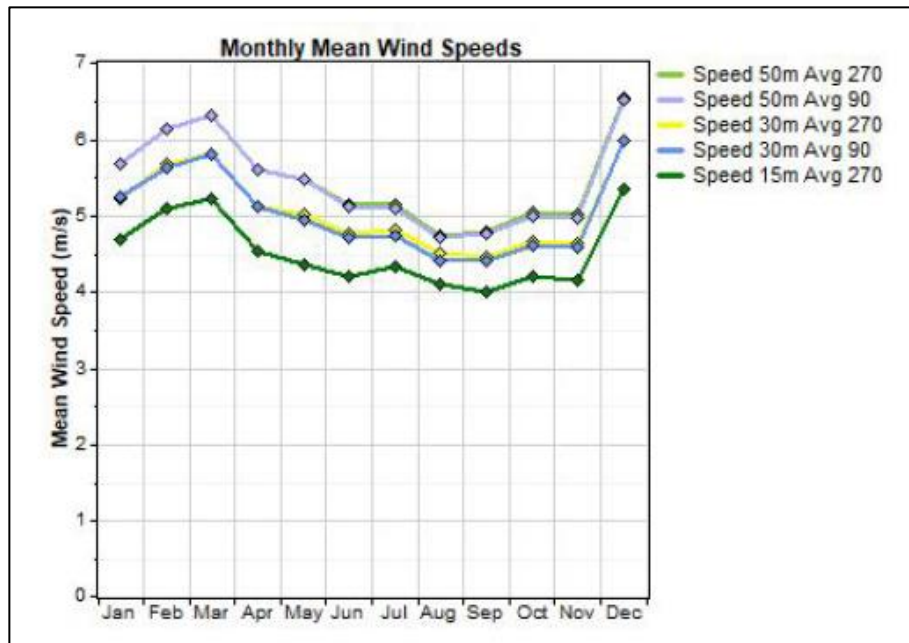


**Figura 4: Inquadramento stazione anemometrica "Valle Cornuta"**

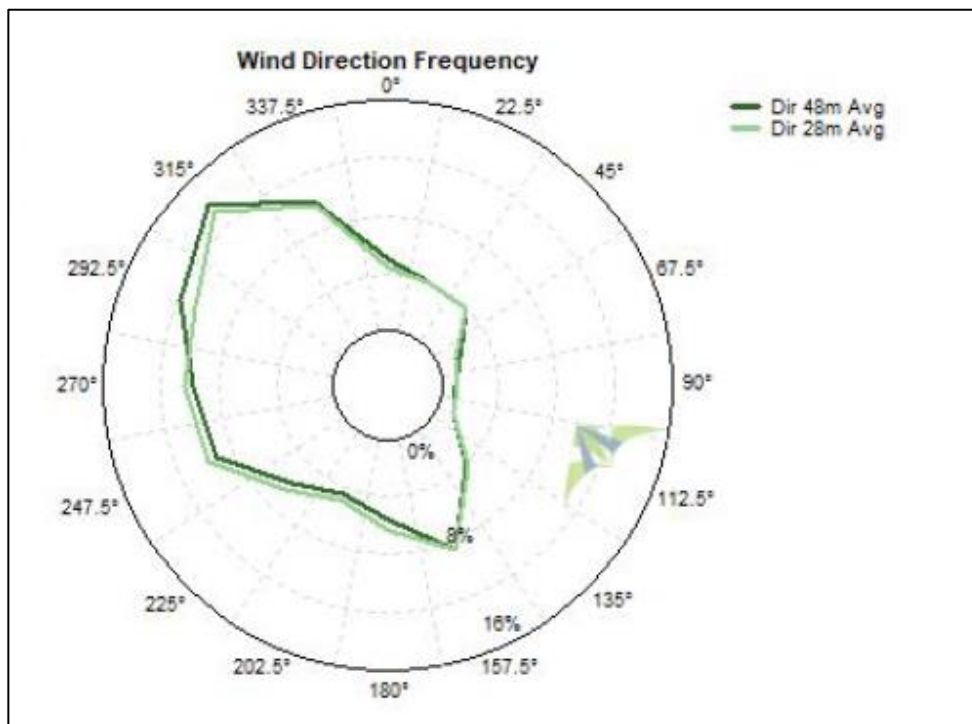
La stazione anemometrica misura la direzione del vento e la sua velocità, necessaria per il calcolo della stima di producibilità. La stazione misura, inoltre, la temperatura ambiente che determina la densità dell'aria, altra variabile nella stima di producibilità.

La velocità media mensile e la direzione del vento misurate dalla stazione anemometrica sono riportate nelle figure sottostanti per il periodo di 4,6 anni:





**Figura 5: Profilo medio mensile di velocità del vento alla stazione anemometrica**

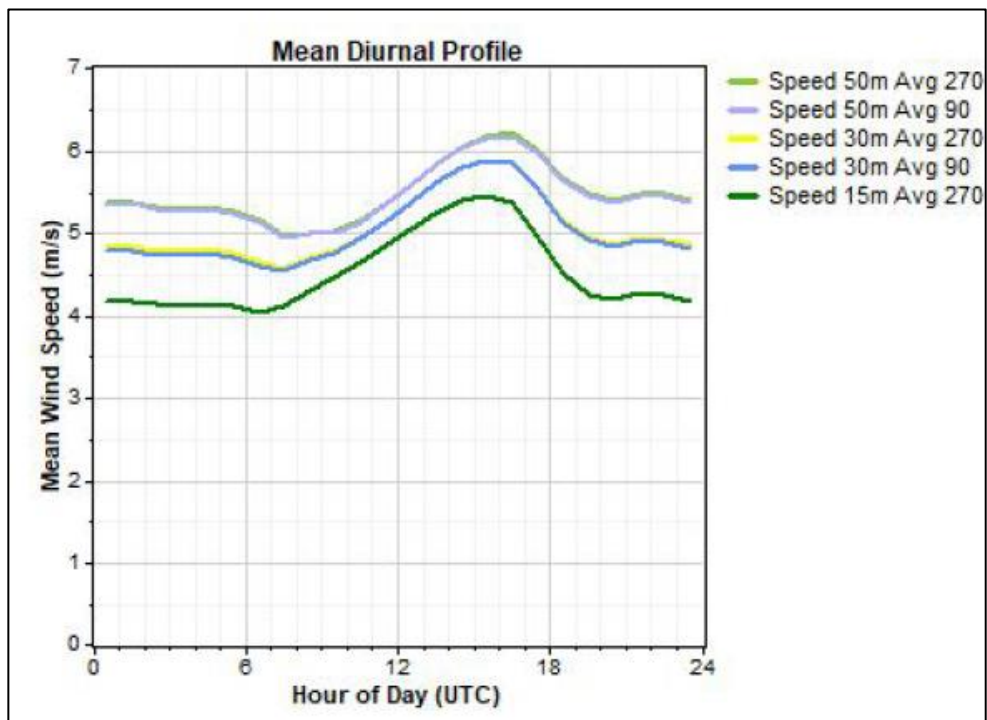


**Figura 6: Direzione prevalente vento alla stazione anemometrica**

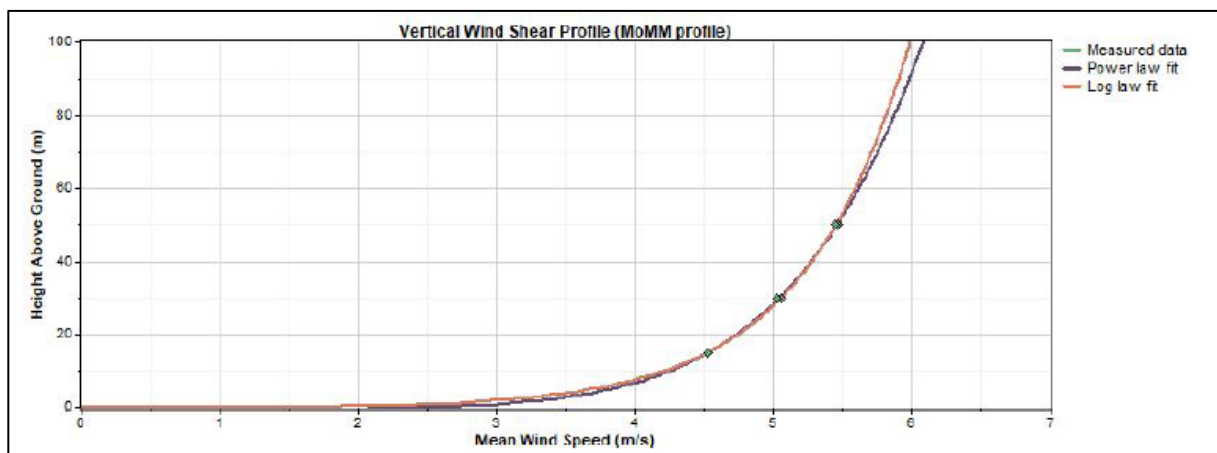
Come visibile dalle figure precedenti, la velocità del vento è misurata ad altezze diverse della stazione anemometrica, a 15, a 30 ed a 50 metri da terra. La tripla misura di velocità è necessaria al fine di individuare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza, per poi modellare la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore, come illustrato con maggiore dettaglio nel successivo capitolo 6.

La direzione del vento è prevalente nella direzione Nord - Ovest. Questo fattore è molto importante nell'ambito della progettazione di impianti eolici, al fine di individuare il migliore posizionamento degli aerogeneratori.

Nelle figure seguenti si evidenziano i profili diurni ed il profilo verticale della velocità, da cui si può valutare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza dal suolo:



**Figura 7: Profilo medio giornaliero di velocità del vento alla stazione anemometrica**



**Figura 8: Profilo verticale del vento alla stazione anemometrica**

Il sito è caratterizzato da ottimi valori di velocità del vento, che garantiscono un'elevata producibilità del sito.

## 5 AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO

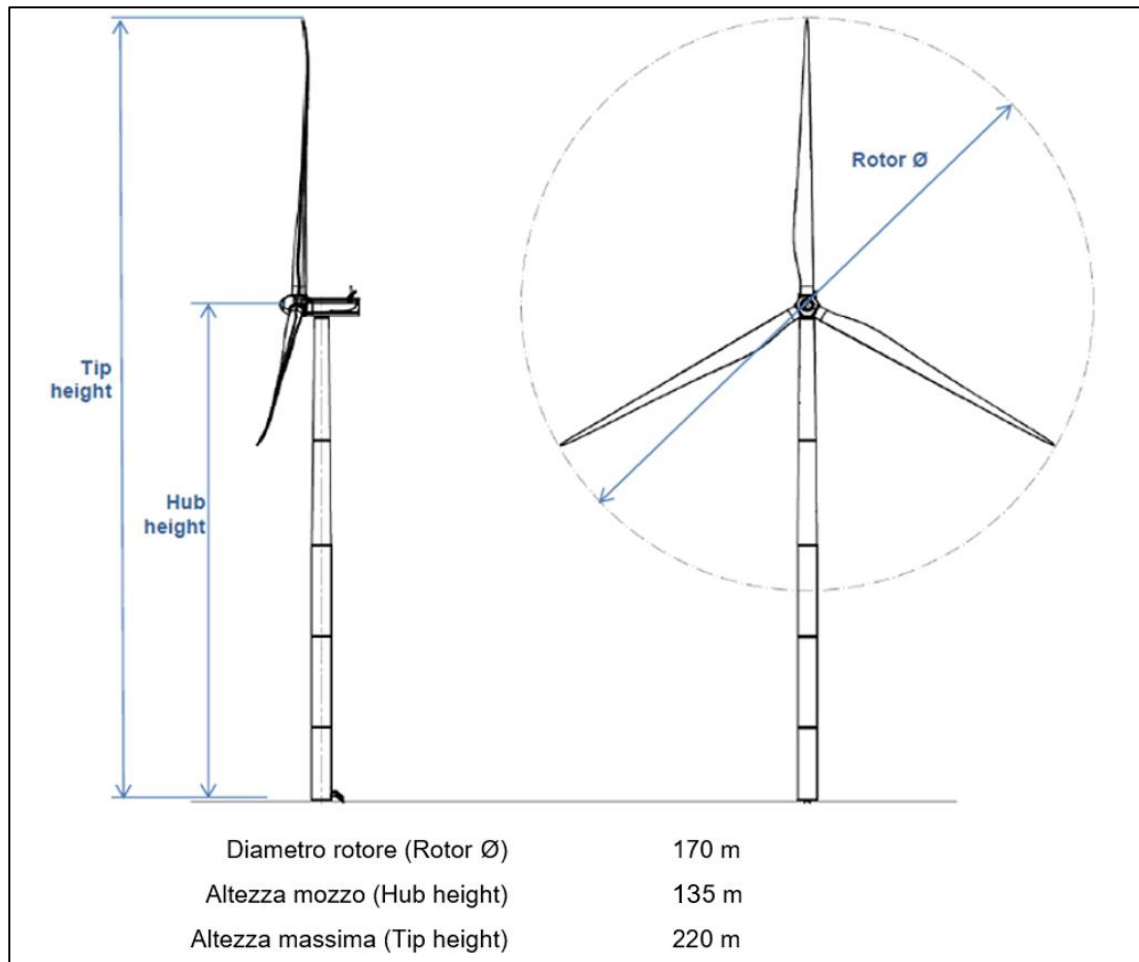
Gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto di Montemilone saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. La potenza nominale delle turbine previste sarà pari a massimo 6,0 MW. Il tipo e la taglia esatta dell'aerogeneratore saranno comunque individuati in seguito della fase di acquisto della macchina e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,0 MW:

Potenza nominale	6,0 MW
Diametro del rotore	170 m
Lunghezza della pala	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22.698 m <sup>2</sup>
Altezza al mozzo	135 m
Classe di vento IEC	IIIA
Velocità cut-in	3 m/s
V nominale	10 m/s
V cut-out	25 m/s

**Tabella 2 - Caratteristiche tecniche aerogeneratore**

Nell'immagine seguente è rappresentata una turbina con rotore di diametro pari a 170 m e potenza fino a 6,0 MW:



**Figura 5-1: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW**

Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione nominale di 690 V. È inoltre presente su ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare la tensione di esercizio da 690 V a 33 kV.

## 6 MODELLO DI VALUTAZIONE RISORSA EOLICA

In questo capitolo si affronta lo studio del modello per la valutazione della risorsa eolica e per l'analisi di producibilità riferito all'aerogeneratore di riferimento descritto al capitolo 5.

Il primo passo per la valutazione della risorsa è lo studio della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore. La velocità del vento è strettamente legata alla quota a cui essa è registrata, secondo la legge seguente:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha$$

Dove:

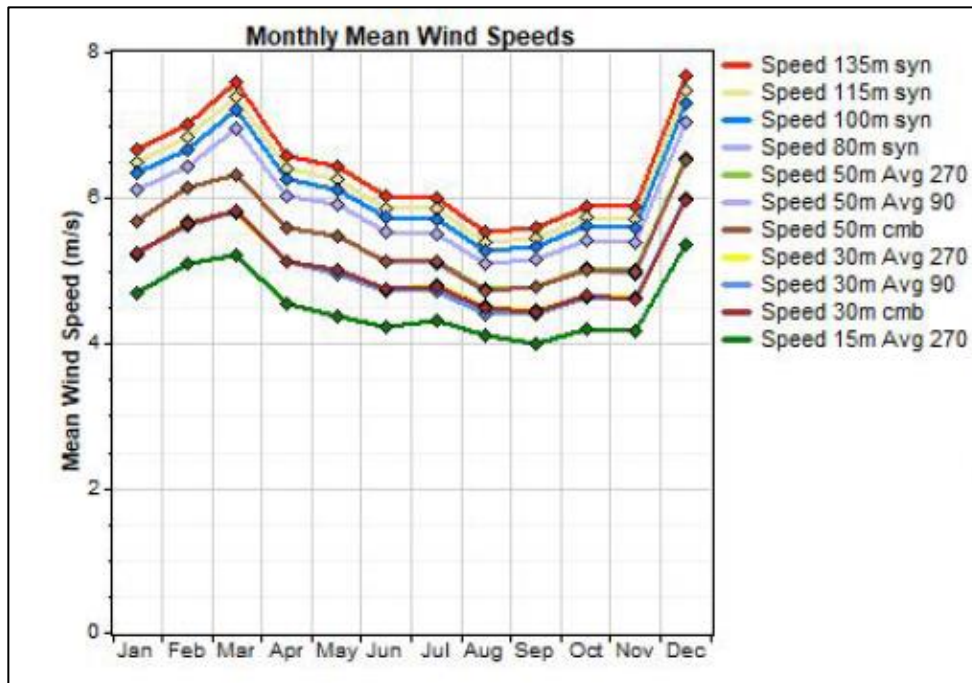
- $v_0$  è la velocità del vento misurata alla quota  $z_0$ ;
- $v$  è la velocità che vuole essere identificata alla quota  $z$  (ad esempio all'altezza del mozzo);
- $\alpha$  è un coefficiente che correla la differenza di quota alla differenza di velocità del vento.

Come visibile dalla formula, il calcolo della velocità del vento all'altezza del mozzo può essere determinata a partire da una misura di velocità ad una quota conosciuta e dall'individuazione del coefficiente  $\alpha$ .

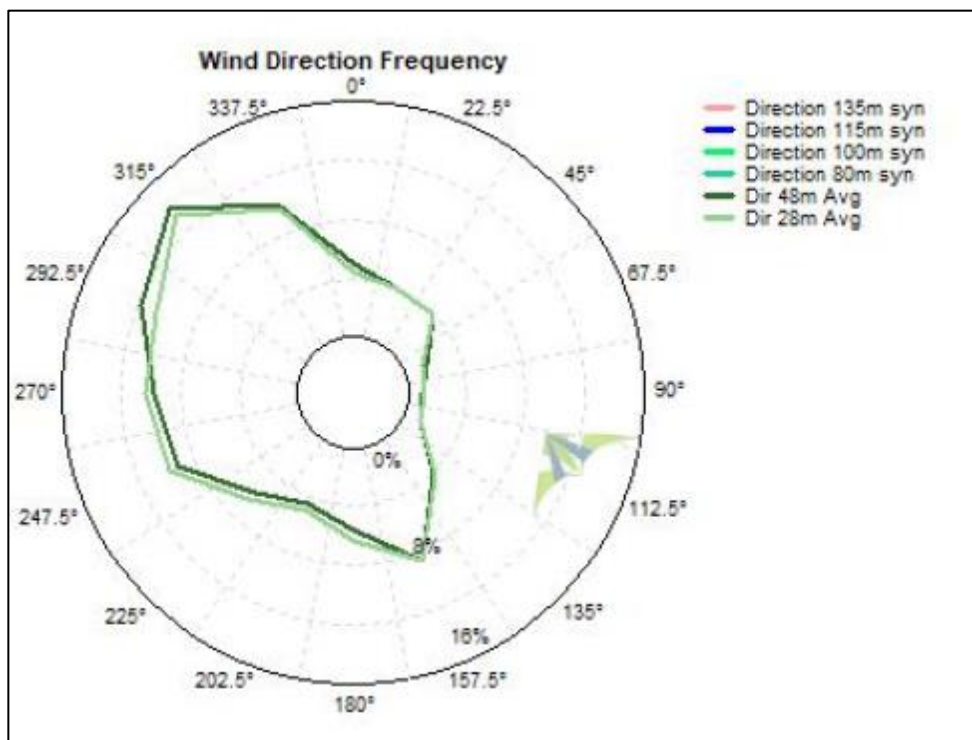
Le misure del vento alle quote di riferimento sono quelle riportate al capitolo 3, registrate presso la stazione anemometrica "San Pietro Vernotico". Come già evidenziato, la stazione misura la velocità del vento a quote differenti: 15, 30 e 50 metri. Questo permette di poter identificare il coefficiente  $\alpha$  tra queste tre quote e applicarlo poi per l'identificazione della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore.

Dall'analisi effettuata per l'altezza di mozzo pari a 135 metri, sono ottenuti i seguenti grafici di velocità e direzione del vento all'altezza del mozzo:



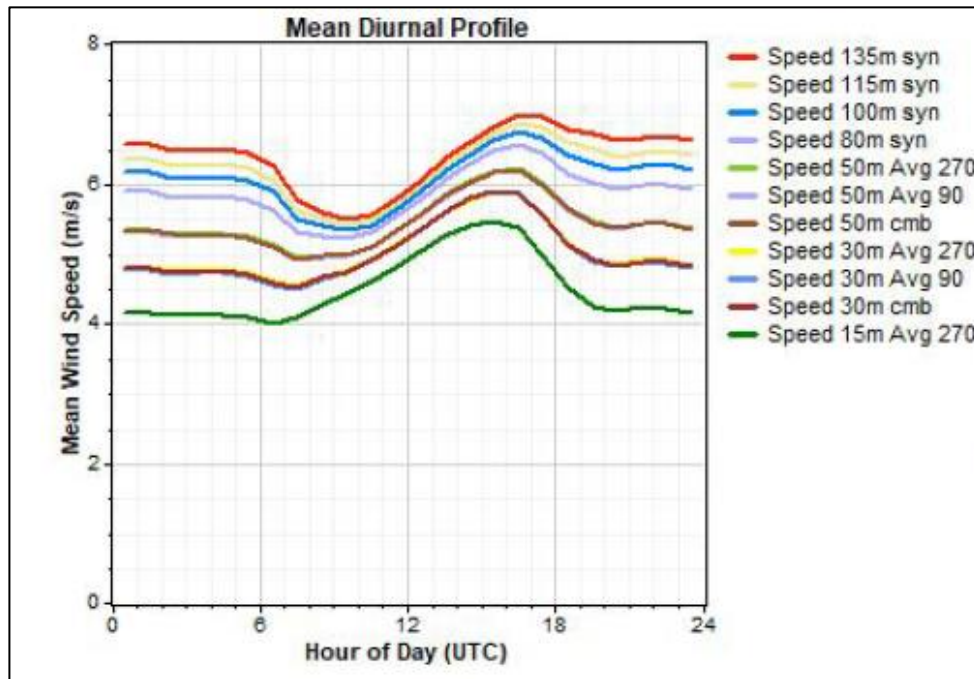


**Figura 6-1: Profilo medio mensile di velocità del vento all'altezza del mozzo**

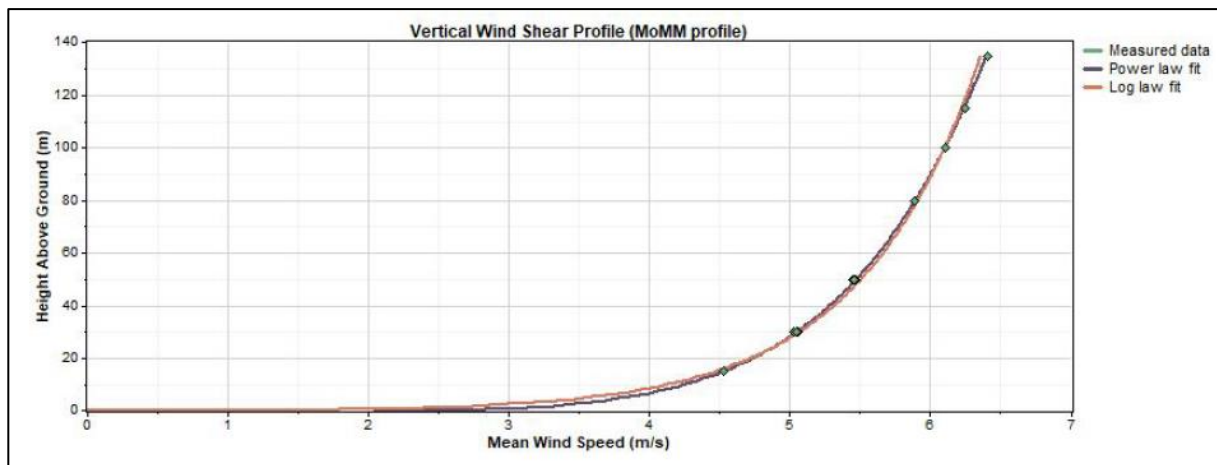


**Figura 2: Direzione prevalente vento all'altezza di mozzo**

Sono riportati di seguito anche il grafico del profilo medio diurno di velocità del vento ed il profilo verticale esteso all'altezza di mozzo:



**Figura 3: Profilo medio giornaliero di velocità del vento all'altezza del mozzo**



**Figura 4: Profilo verticale di velocità fino all'altezza di mozzo**

Dal profilo di velocità del vento è possibile ottenere una distribuzione di frequenza della velocità del vento per il calcolo della producibilità. La distribuzione di frequenza consente di identificare il numero di ore all'anno in cui si registra ciascun range di velocità del vento e calcolare quindi la relativa energia prodotta.

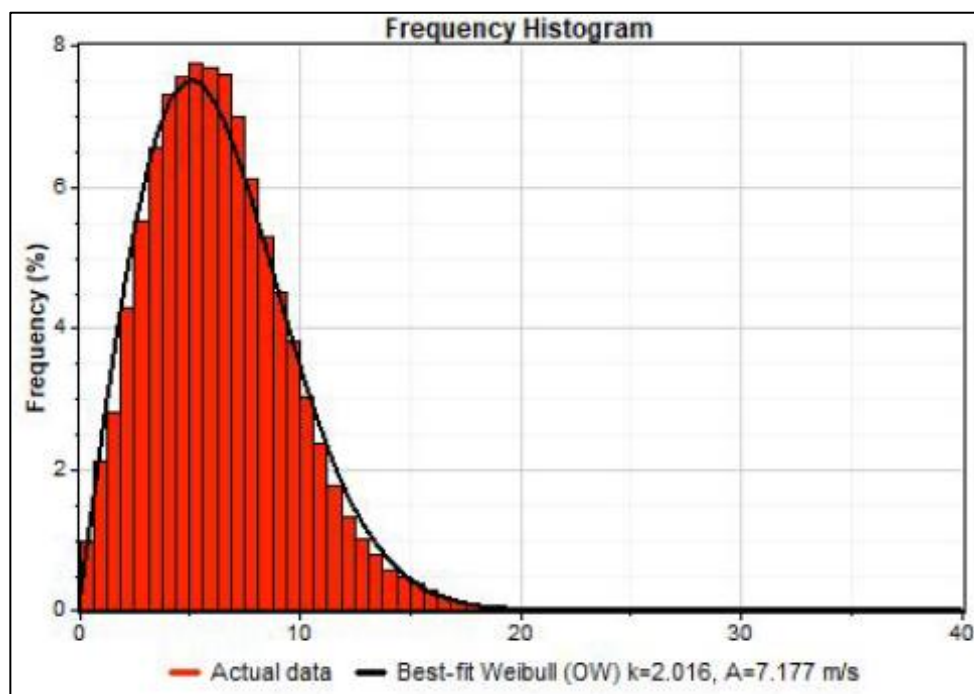
La distribuzione ideale che meglio descrive il comportamento della velocità del vento in un dato sito è la distribuzione probabilistica di Weibull, di cui è riportata la funzione di densità di probabilità sotto:

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Dove:

- $v$  è la velocità del vento;
- $f(v)$  è la distribuzione di frequenza che indica la probabilità di avere una data velocità del vento;
- $k$  e  $A$  rappresentano rispettivamente il parametro di forma e il parametro di scala.  $k$  è un parametro adimensionale che indica la distribuzione utilizzata ed è minore di 2 quando si tratta di una distribuzione di tipo Weibull.  $A$  è un parametro con unità dimensionale di m/s, così come la velocità del vento: solitamente il parametro  $A$  è stimabile sapendo che la velocità media del vento è circa pari a  $0,9 \cdot A$ . I valori di  $k$  e  $A$  sono stimabili, in modo più preciso, attraverso una serie di modelli: modello grafico, modello MOM (methods of moments), modello empirico o modello energetico equivalente.

Attraverso lo studio dei dati misurati in sito è possibile ottenere quale sia la distribuzione Weibull che meglio descrive l'andamento della velocità del vento. La distribuzione di Weibull è identificata in figura seguente:

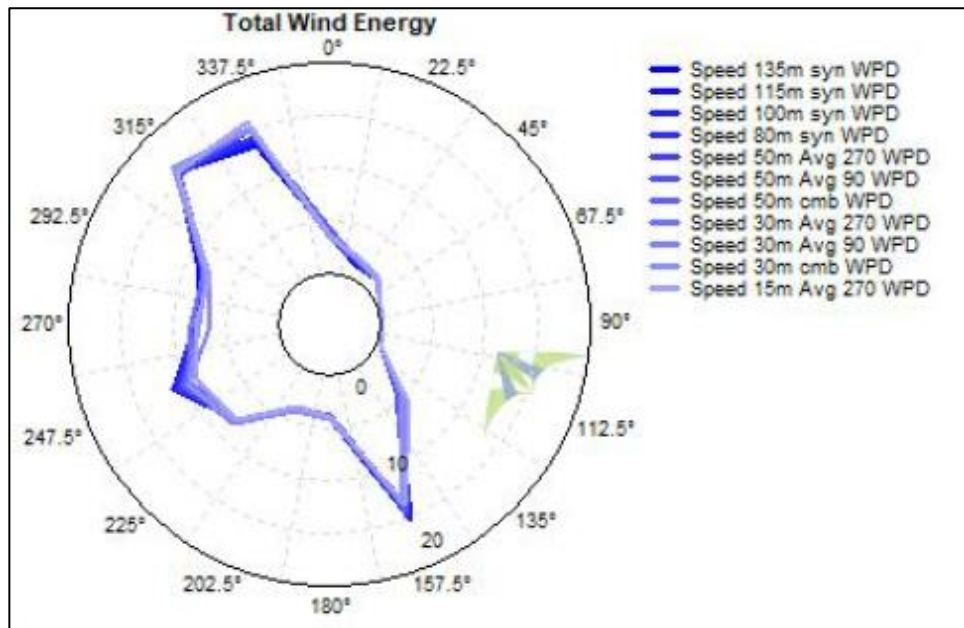


**Figura 5: Distribuzione di Weibull**

Si ottiene quindi una distribuzione probabilistica di velocità durante l'anno. È dunque possibile calcolare l'energia prodotta dall'aerogeneratore moltiplicando, per ogni classe di vento, la potenza prodotta dall'aerogeneratore in quella condizione di vento, ricavata dalla curva di potenza, ed il numero di ore all'anno in cui si verifica quella condizione di vento, ottenibili

come il prodotto tra le ore totali in un anno (8760) e la probabilità che vi sia quella condizione di vento ( $f(v)$  da distribuzione Weibull).

L'energia specifica del flusso d'aria e la sua direzione sono riportate nella figura seguente:



**Figura 6: Energia dal vento**

La modellazione ed il calcolo della producibilità per l'intero parco eolico sono stati effettuati attraverso il software di progettazione e di ottimizzazione di impianti eolici "Openwind".

## 7 RISULTATI

La modellazione illustrata al capitolo precedente ha condotto ai seguenti risultati:

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	66 MW
Potenza nominale WTG	6,0 MW
N° di WTG	11
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	135 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (free)	6,4 m/s
<b>Energia prodotta annua P50</b>	<b>195426 MWh</b>
<b>Ore equivalenti P50</b>	<b>2961</b>

**Tabella 3 - Risultati stima di producibilità**

È stato riportato il percentile P50. Esso rappresenta il valore a cui corrisponde il 50% di probabilità di ottenere, nella realtà, un valore maggiore o uguale a quello riportato.

Al percentile riportato, si stima che l'impianto eolico potrà produrre 195,43 GWh all'anno, per un totale di 2961 ore equivalenti. Come già evidenziato, il sito è caratterizzato da ottimi valori di ventosità che garantiscono un'elevata producibilità.



Con riferimento al parametro di densità volumetrica di energia annua unitaria richiamato dal PIEAR (punto 1.2.1.3)

$$\frac{E}{18D^2H} \geq 0,15$$

dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo;

$E_{v_{min}} = 0,15$  valore minimo fissato dall'art.27 della L.R. 30-04-2014, n.7

nella Tabella 4 è riportato il dettaglio per ogni aerogeneratore:

ID Aerogeneratore	Velocità HH (m/s)	Produzione (MWh)	EOH P50	Ev
MT-01	6,29	17176	2863	0,150
MT-02	6,35	17603	2934	0,154
MT-03	6,58	18810	3135	0,164
MT-04	6,46	18203	3034	0,159
MT-05	6,44	18076	3013	0,158
MT-06	6,37	17612	2935	0,154
MT-07	6,36	17556	2926	0,153
MT-08	6,33	17378	2896	0,152
MT-09	6,34	17422	2904	0,152
MT-10	6,41	17675	2946	0,154
MT-11	6,47	17937	2990	0,157

**Tabella 4 – Producibilità per singolo aerogeneratore ed Ev**

Per ogni aerogeneratore è rispettato il limite di **0,15 kwh/anno m<sup>3</sup>** previsto dall'art. 27 della Legge regionale 30 aprile 2014, n.7.