

TITLE:AVAILABLE LANGUAGE: IT

# IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 60 MW WIND + 30 MW BESS COMUNI DI MESAGNE E TORRE SANTA SUSANNA (BR)

## VALUTAZIONE RISORSA EOLICA E ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	29/11/2021	PRIMA EMISSIONE	V.D'AMICO	F.DE CASTRO	A. SERGI

### GRE VALIDATION

-	DURANTE	BASTIANELLI
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO TORRE SANTA SUSANNA	GRE-CODE																			
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION								
	GRE	EEC	R	1	1	I	T	W	3	5	7	9	6	0	0	0	0	9	0	0

CLASSIFICATION	UTILIZATION SCOPE
----------------	-------------------

## INDEX

1. PREMESSA .....	3
2. INQUADRAMENTO DEL SITO .....	4
3. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA.....	6
4. AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO.....	10
5. MODELLO DI VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA .....	13
6. RISULTATI .....	19

## 1. **PREMESSA**

SCS Ingegneria Srl, in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Enel Green Power S.p.A. ("EGP") di redigere il progetto autorizzativo per un impianto eolico proposto nei Comuni di Torre Santa Susanna e Mesagne, in provincia di Brindisi, costituito da 10 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6 MW, per una potenza totale di 60 MW.

La società proponente è Enel Green Power Puglia Srl, una controllata da Enel Green Power S.p.A. (EGP). EGP è la società del Gruppo Enel che dal 2008 si occupa dello sviluppo e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili.

Enel Green Power è presente in 29 Paesi nel mondo: in 18 gestisce delle capacità produttive mentre in 11 è impegnata nello sviluppo e costruzione di nuovi impianti. La capacità gestita totale è di circa 46 GW, corrispondenti a più di 1.200 impianti.

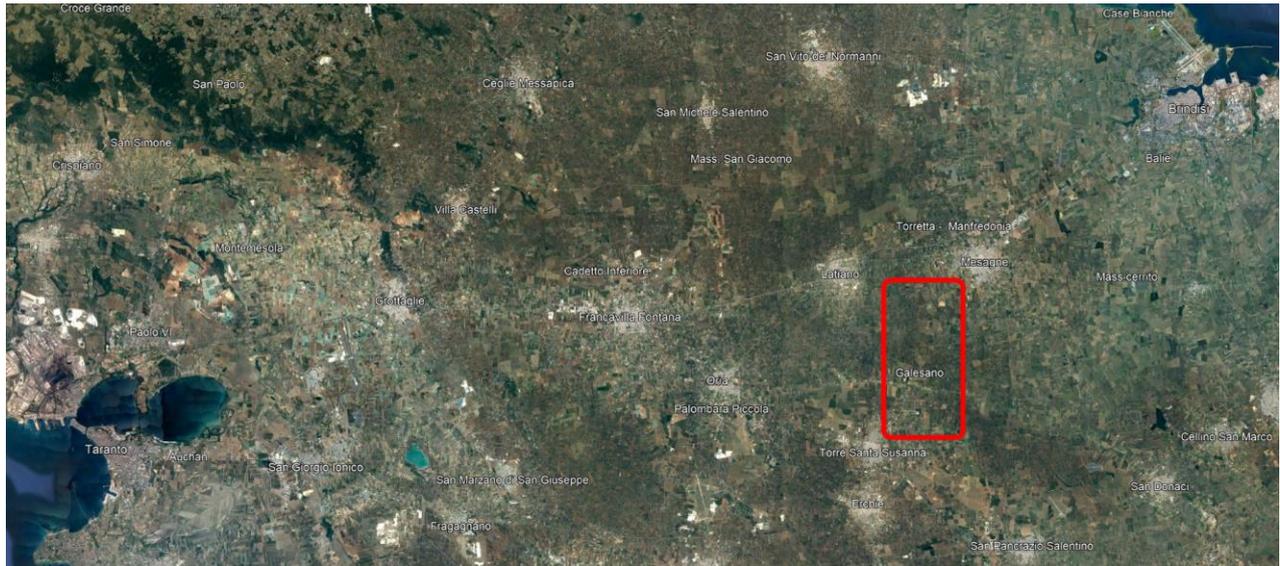
In Italia, il parco di generazione di Enel Green Power è rappresentato da tutte le 5 tecnologie rinnovabili: idroelettrico, eolico, fotovoltaico, geotermia e biomassa. Attualmente nel Paese conta una capacità gestita complessiva di oltre 14 GW.

L'energia prodotta dagli aerogeneratori, attraverso il sistema di cavidotti interrati in media tensione, verrà convogliata in una Sottostazione di Elevazione proposta nell'area d'impianto, che per mezzo di cavidotto AT si conetterà ad una futura Sottostazione Elettrica RTN, tramite la condivisione di un'ulteriore sottostazione.

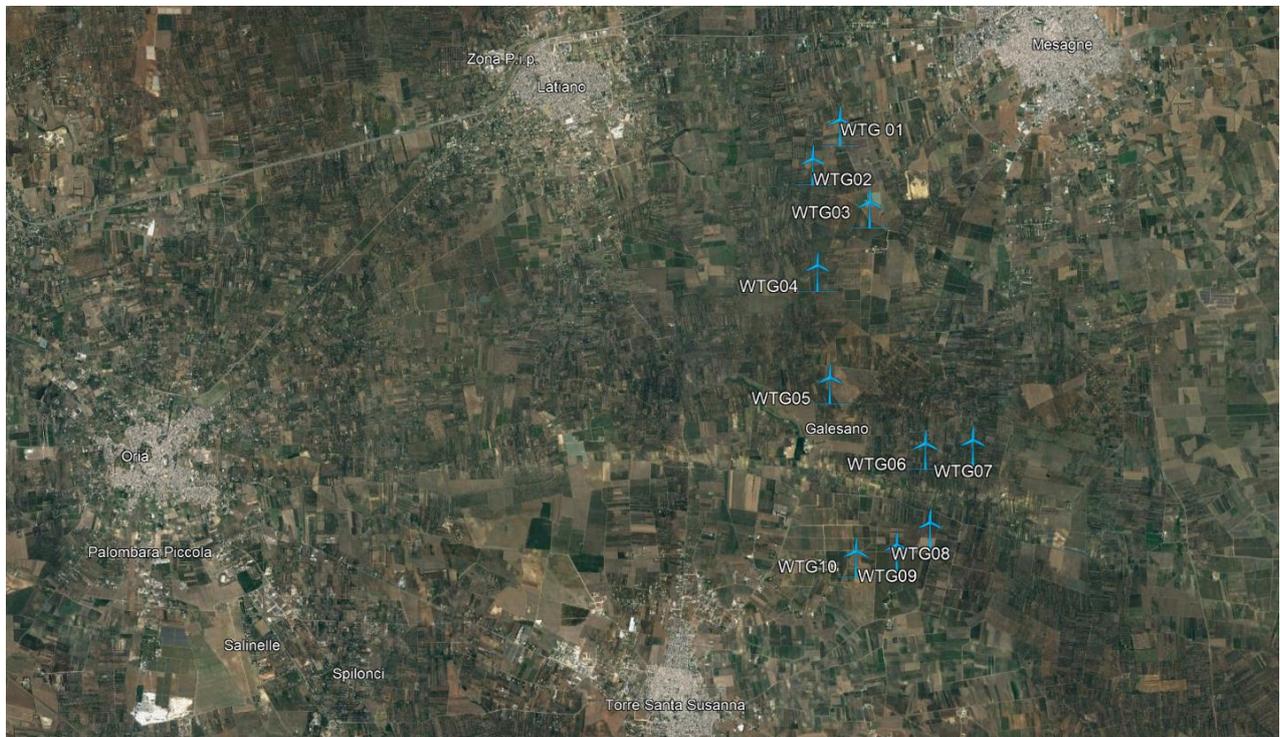
Si pone l'accento sin da questa premessa, che la proposta progettuale considera l'installazione di turbine eoliche ad alta efficienza, che potrà costituire una fonte considerevole di produzione di dell'energia, riducendo fortemente l'impronta CO2 equivalente alla produzione della stessa da fonti convenzionali.

## 2. INQUADRAMENTO DEL SITO

Il sito oggetto del presente elaborato è ubicato a circa 20 km a sud-ovest di Brindisi, nei territori Comunali di Torre Santa Susanna, Mesagne e Latiano, in Provincia di Brindisi, Regione Puglia. L'area interessata si sviluppa in un'area pianeggiante, a circa 22 km dalla costa Adriatica. Di seguito è riportato l'inquadramento territoriale dell'area di progetto e la configurazione proposta su ortofoto.



**Figura 1: Individuazione su Ortofoto**



**Figura 2: Layout d'impianto su Ortofoto**

Di seguito si riporta l'individuazione, in forma tabellare, della localizzazione geografica e catastale degli aerogeneratori proposti.

SISTEMA DI RIFERIMENTO UTM WGS 84 - FUSO 33N			RIFERIMENTI CATASTALI		
WTG	EST [m]	NORD [m]	COMUNE	FG	P.LLA
<b>01</b>	734516,00	4492082,00	MESAGNE	51	213
<b>02</b>	734107,00	4491451,00	MESAGNE	62	180
<b>03</b>	735021,00	4490798,00	MESAGNE	86	2
<b>04</b>	734234,71	4489777,93	MESAGNE	85	144
<b>05</b>	734482,20	4488021,03	TORRE SANTA SUSANNA	13	77
<b>06</b>	736013,06	4487032,25	MESAGNE	112	210
<b>07</b>	736756,73	4487108,53	MESAGNE	113	370
<b>08</b>	736129,64	4485788,02	MESAGNE	123	109
<b>09</b>	735619,21	4485421,88	MESAGNE	123	108
<b>10</b>	734982,30	4485302,63	TORRE SANTA SUSANNA	30	131

**Tabella 1: Elenco degli aerogeneratori**

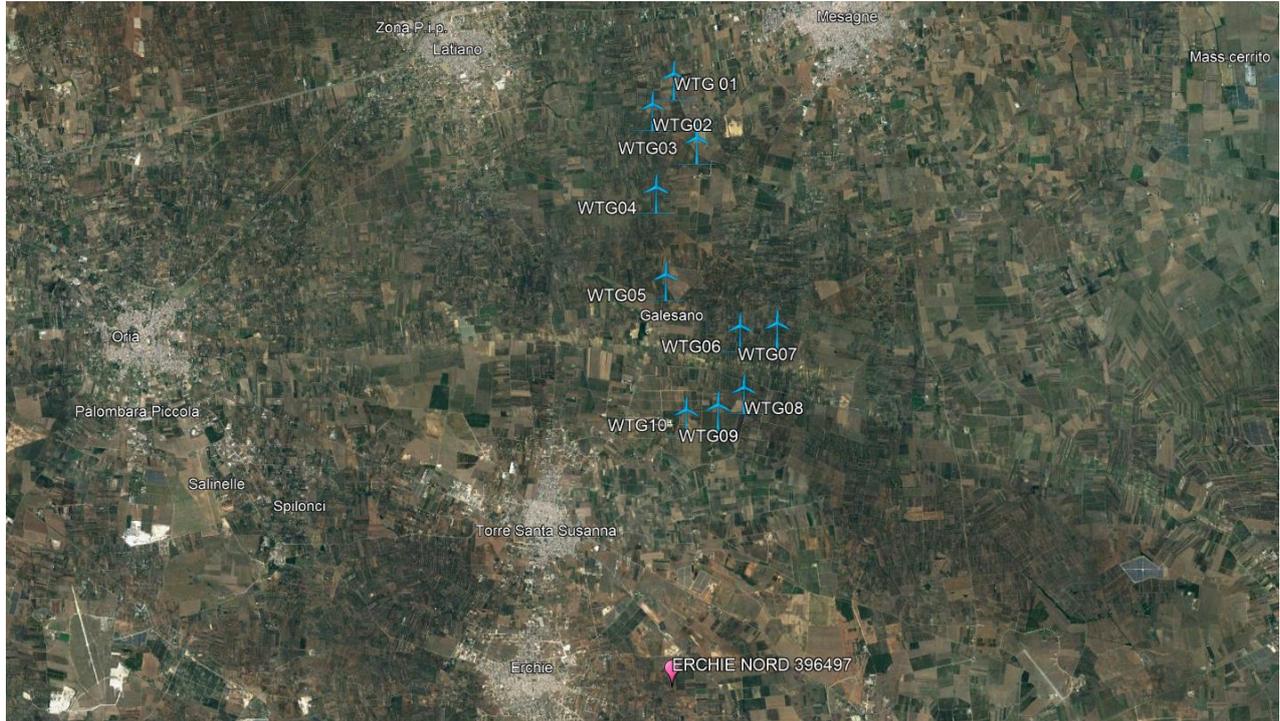
### 3. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA

Il sito in oggetto è caratterizzato da una buona ventosità. In particolare è situato in una delle zone maggiormente ventose di tutto il paese, come mostrato in figura seguente, estratta dall'Atlante Eolico di RSE SpA.



**Figura 3: Estratto Atlante Eolico RSE**

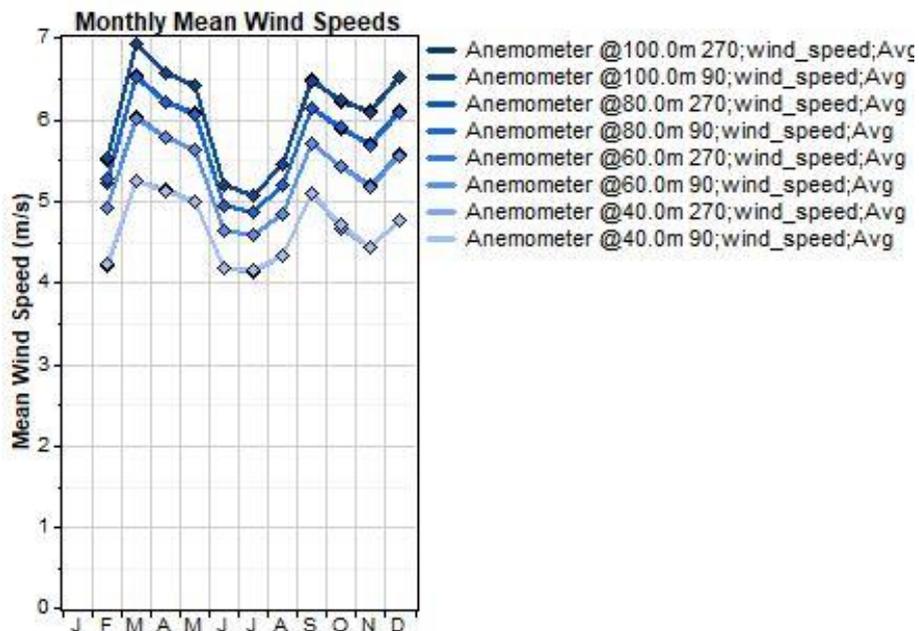
L'impianto sfrutterebbe quindi appieno la risorsa eolica e garantirebbe elevati valori di producibilità. La valutazione della risorsa è avvenuta per mezzo di una stazione anemometrica esistente denominata "Erchie Nord 396497" con coordinate 734866.00 m E; 4479798.00 m N (UTM WGS 84 - FUSO 33N), posta circa a 5 km a sud dell'area d'impianto, ad un'altitudine di 60 m slm, in linea con quella del sito.



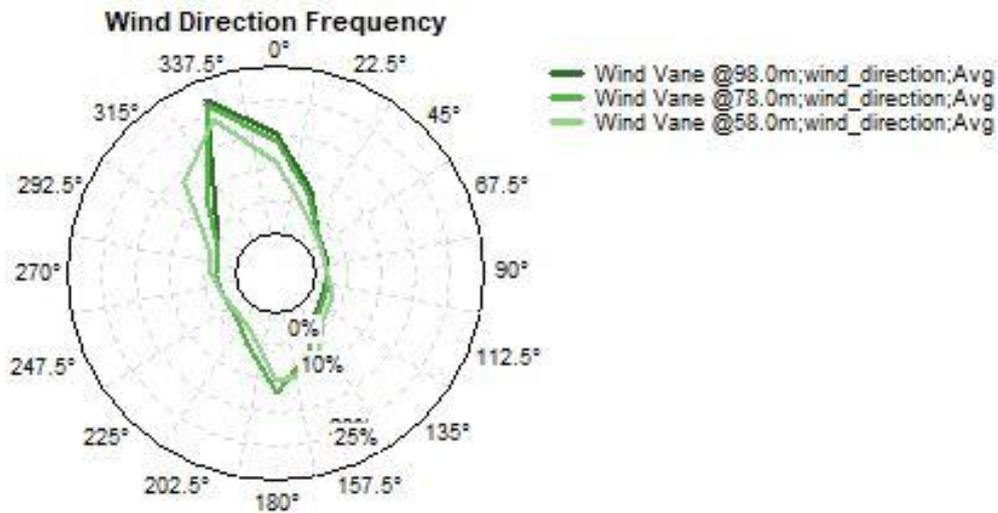
**Figura 4: Posizione della stazione anemometrica rispetto all'impianto**

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:



**Figura 5: Stazione Anemometrica - Profilo medio mensile di velocità del vento a diverse altezze**

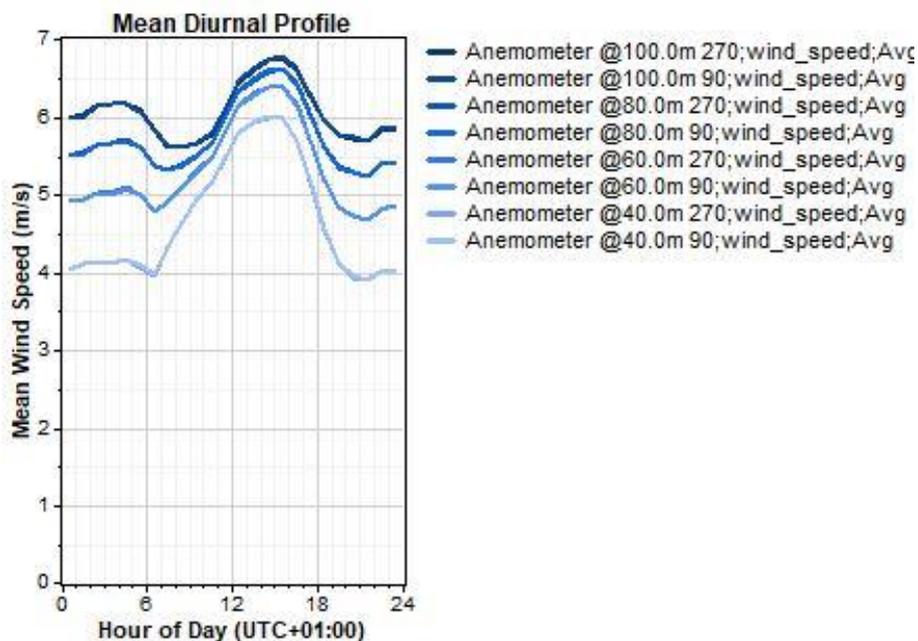


**Figura 6: Stazione Anemometrica - Direzione prevalente del vento a diverse altezze**

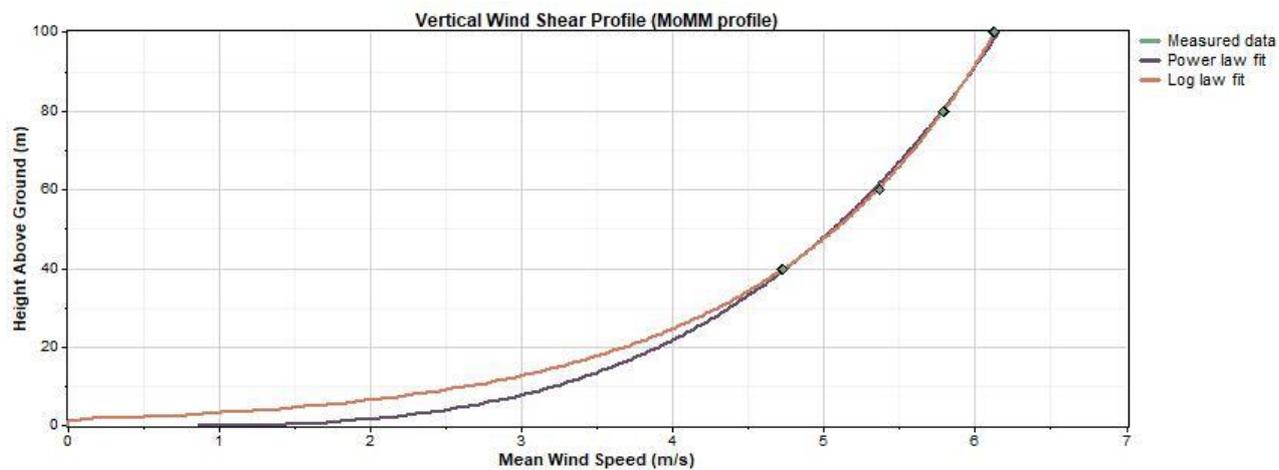
Come visibile dalla Figura 5, la velocità del vento è misurata ad altezze diverse della stazione anemometrica. La multipla misura è necessaria al fine di individuare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza, per poi modellare la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore, come spiegato con maggiore dettaglio nel capitolo dedicato alla valutazione della risorsa eolica.

La direzione del vento è prevalente in direzione 337,5°. Questo fattore è stato fondamentale nella costruzione della proposta d'impianto, al fine di individuare il posizionamento degli aerogeneratori ed evitare effetti di scia tra essi, con l'obiettivo di massimizzare la produzione di energia.

Si evidenzia anche in figura seguente il profilo diurno medio della velocità del vento:



**Figura 7: Stazione Anemometrica - Profilo medio diurno del vento**



**Figura 8: Stazione Anemometrica - Profilo verticale diurno del vento**

Considerando l'orografia del sito, si può affermare che esso è caratterizzato da buoni valori di velocità del vento che garantiscono una ottima producibilità.

#### 4. AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO

L'area di progetto oggetto di indagine, comprendente n. 10 aerogeneratori (nel seguito WTG) e, ricade nei territori Comunali di Torre Santa Susanna, Mesagne e Latiano, in Provincia di Brindisi

Gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto di Torre Santa Susanna 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 fase di acquisto della macchina e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

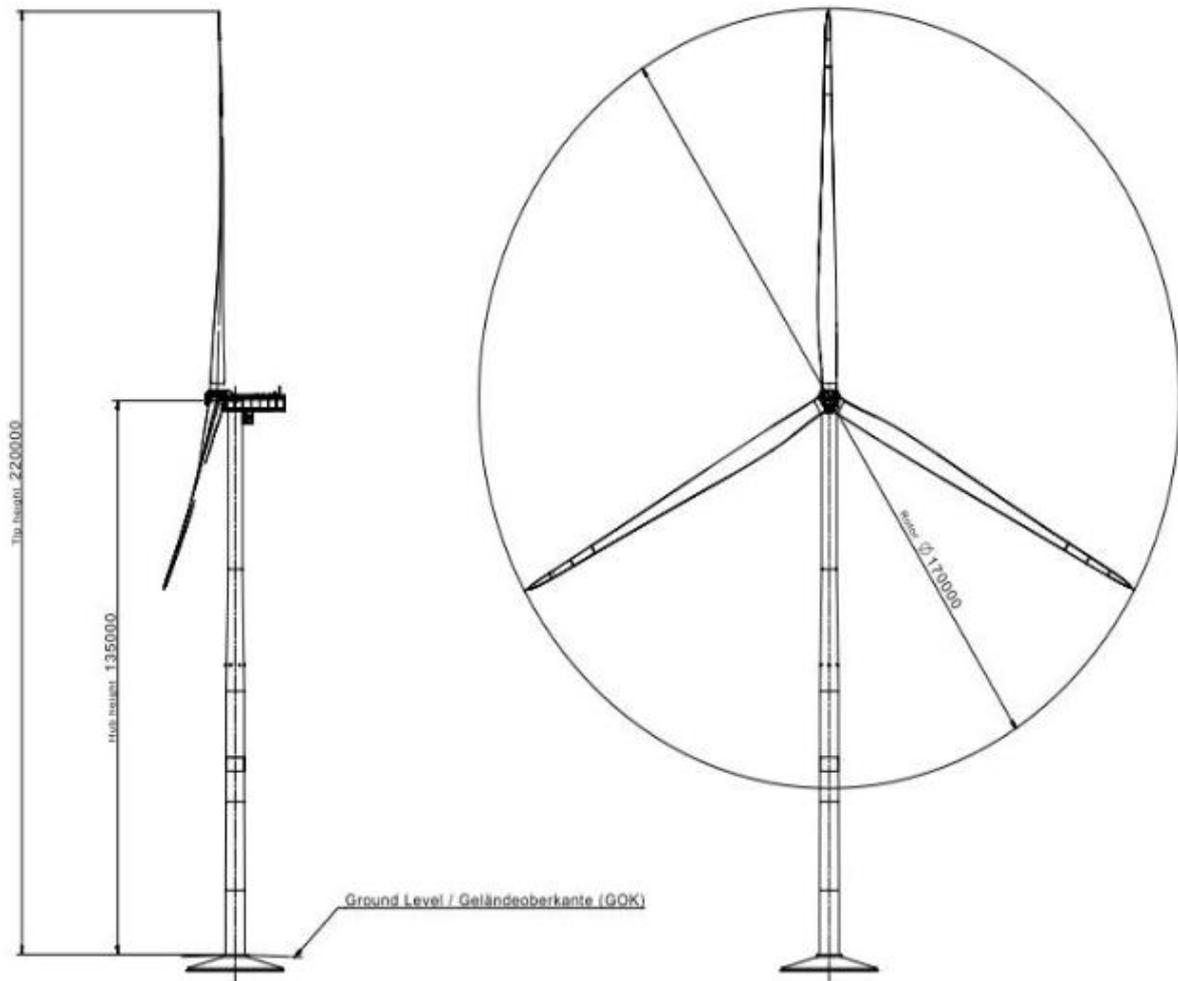
Ai soli fini della valutazione della producibilità, è stato considerato un aerogeneratore tipo Siemens Gamesa SG 6.0 - 170. Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di riferimento:

<b>POTENZA NOMINALE</b>	6,0 MW
<b>DIAMETRO DEL ROTORE</b>	170 m
<b>LUNGHEZZA DELL'ELICA</b>	83,5 m
<b>CORDA MASSIMA DELL'ELICA</b>	4,5 m
<b>AREA SPAZZATA</b>	22.698 m <sup>2</sup>
<b>ALTEZZA MOZZO</b>	135 m
<b>CLASSE DI VENTO IEC</b>	IIIA
<b>VELOCITÀ DI ATTIVAZIONE</b>	3 m/s
<b>VELOCITÀ NOMINALE</b>	10 m/s
<b>VELOCITÀ DI ARRESTO</b>	25 m/s

**Tabella 2: Caratteristiche dell'aerogeneratore**

Nell'immagine seguente vengono mostrate graficamente le caratteristiche geometriche della turbina di riferimento.

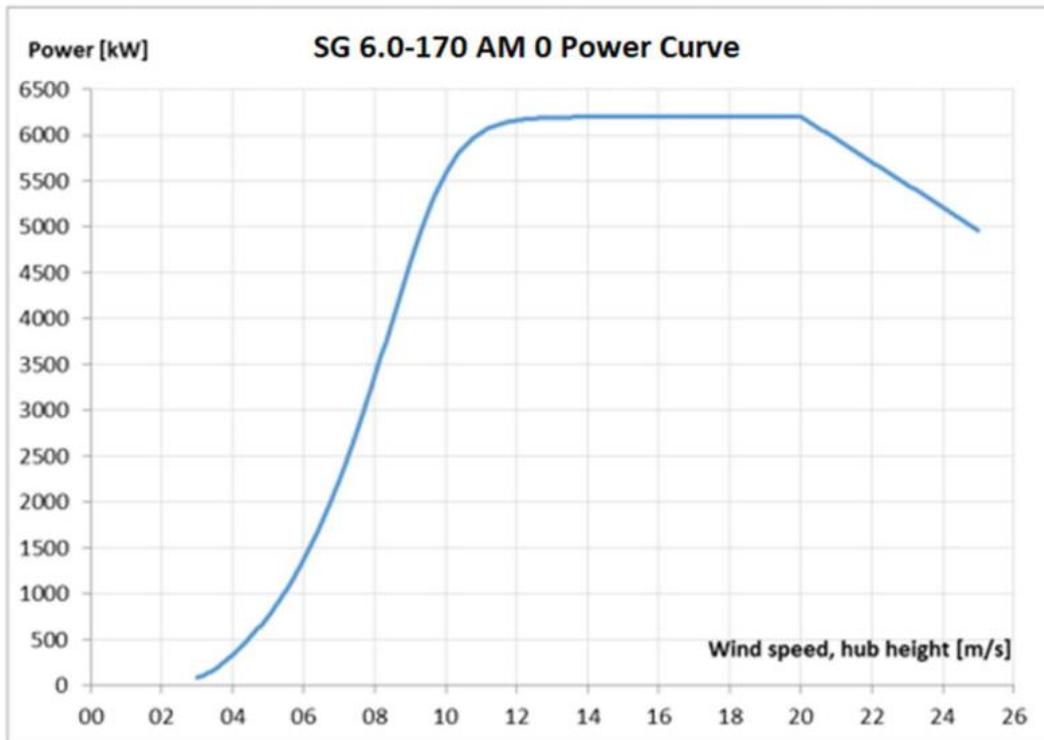
**SG 6.0-170 135m**



**Figura 9: Vista e caratteristiche dell'aerogeneratore di riferimento**

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 33.000 V.

È riportata di seguito anche la curva di potenza dell'aerogeneratore in funzione della velocità del vento registrata al mozzo della WTG, valida per una densità dell'aria pari a  $1,225 \text{ kg/m}^3$ .



**Figura 10: Curva di potenza della SG 6.0 - 170**

Come si evince dal grafico riportato in figura, la velocità di attivazione della turbina ( $V_{\text{cut-in}}$ ) è molto bassa, pari a 3 m/s, mentre la velocità a cui corrisponde il funzionamento nominale della WTG ( $V_{\text{rated}}$ ) è pari a 10 m/s. La macchina invece si arresta automaticamente quando la velocità del vento supera i 25 m/s ( $V_{\text{cut-out}}$ ).

Nella valutazione, la curva di potenza è stata opportunamente tarata sulla base della densità media dell'aria registrata in sito, pari a 1,187 kg/m<sup>3</sup>.

## 5. MODELLO DI VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA

Assumendo l'aerogeneratore di riferimento descritto al capitolo precedente e i dati di ventosità del sito, in questo paragrafo si descrive la modellazione effettuata per la valutazione della risorsa eolica e l'analisi di producibilità.

Il vento di riferimento misurato dalla stazione anemometrica, viene riportato all'altezza del mozzo. La velocità del vento è correlata alla quota a cui essa è registrata e segue la seguente legge:

$$V/V_0 = (Z/Z_0)^\alpha$$

Dove:

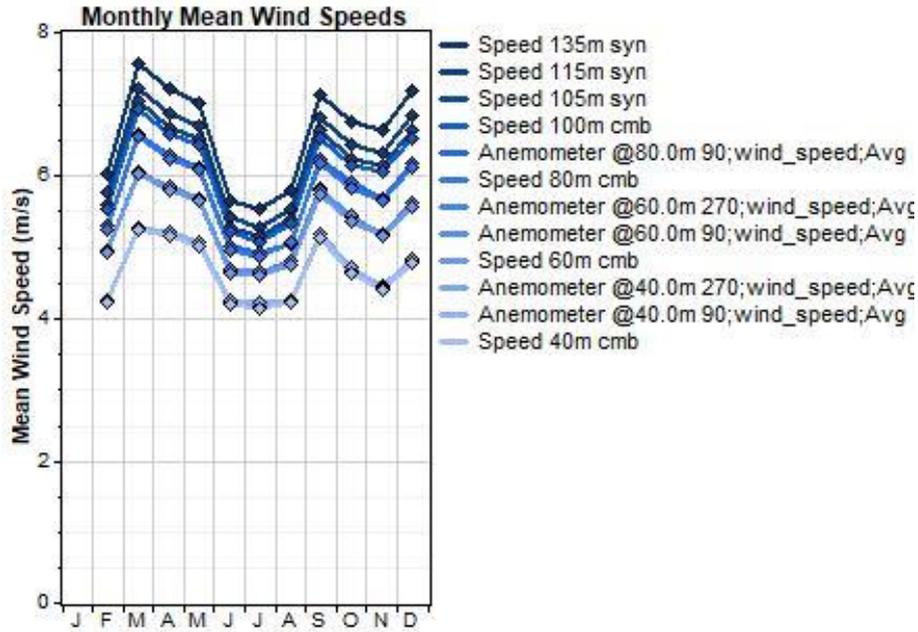
- $V_0$  è la velocità del vento misurata alla quota  $Z_0$ ;
- $V$  è la velocità che vuole essere identificata alla quota  $Z$  ( ad esempio all'altezza del mozzo);
- $\alpha$  è un coefficiente che correla la differenza di quota alla differenza di velocità del vento.

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  $\alpha$ .

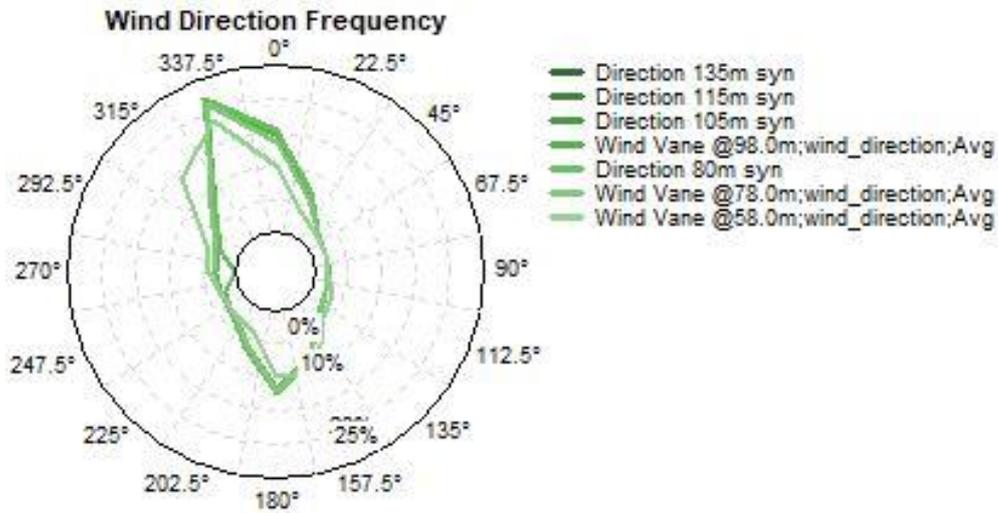
Le misure del vento alle quote di riferimento sono quelle riportate al capitolo 3, registrate presso la stazione anemometrica "Erchie Nord 396497" con coordinate 734866.00 m E; 4479798.00 m N.

Come già evidenziato, la stazione misura la velocità del vento a quote differenti. Questo permette di poter identificare il coefficiente  $\alpha$  tra queste due quote e applicarlo poi per l'identificazione della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore.

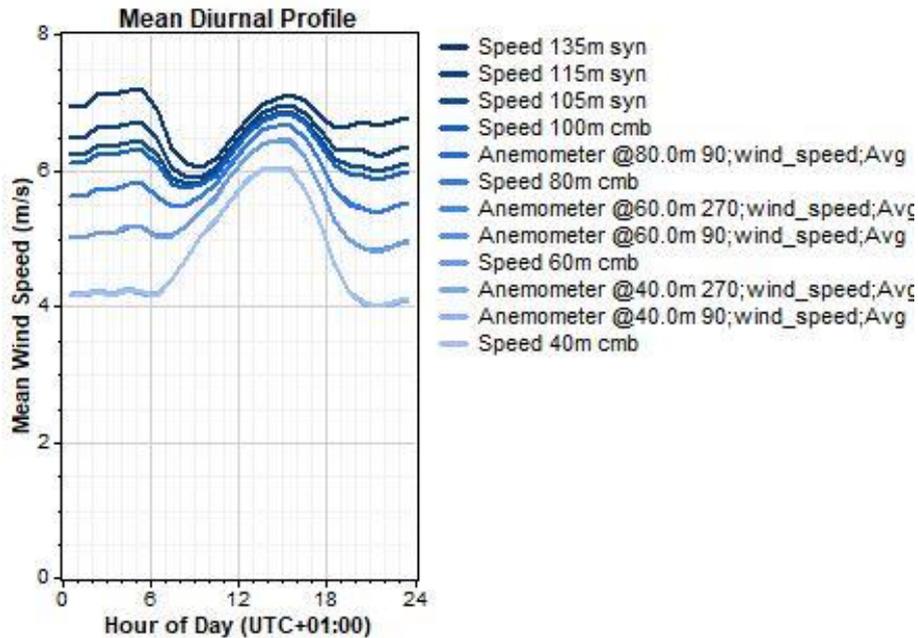
Dall'analisi effettuata per diverse altezze sono ottenuti i seguenti grafici di velocità e direzione del vento e profilo diurno all'altezza del mozzo:



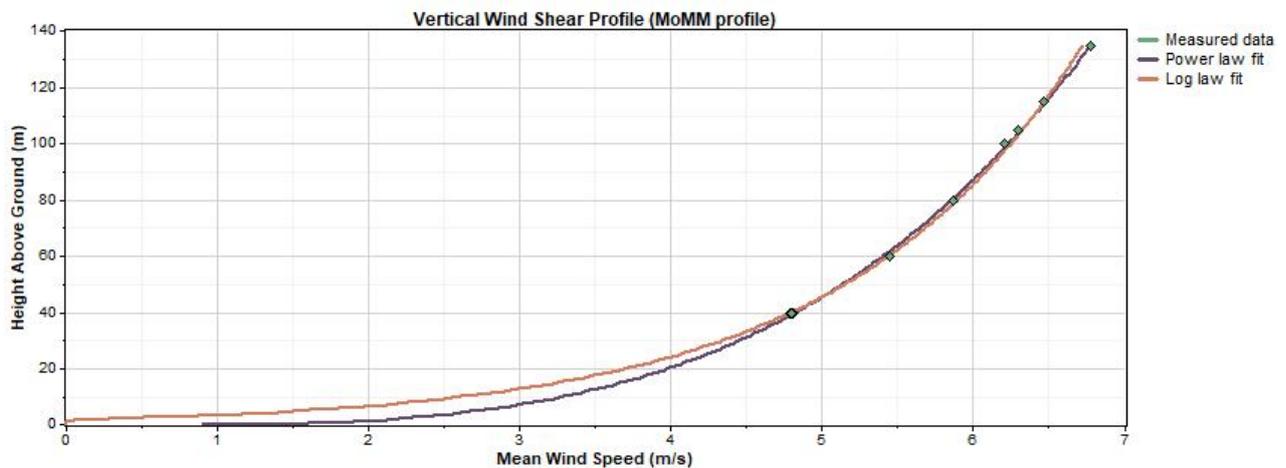
**Figura 11: Profilo medio mensile di velocità del vento elaborato ad altezza mozzo**



**Figura 12: Direzione prevalente del vento elaborato ad altezza mozzo**



**Figura 13: Profilo medio diurno del vento elaborato ad altezza mozzo**



**Figura 14: Profilo verticale diurno del vento elaborato ad altezza mozzo**

Come visibile dalle figure riportate sopra, la velocità del vento varia sostanzialmente alle basse altitudini.

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.

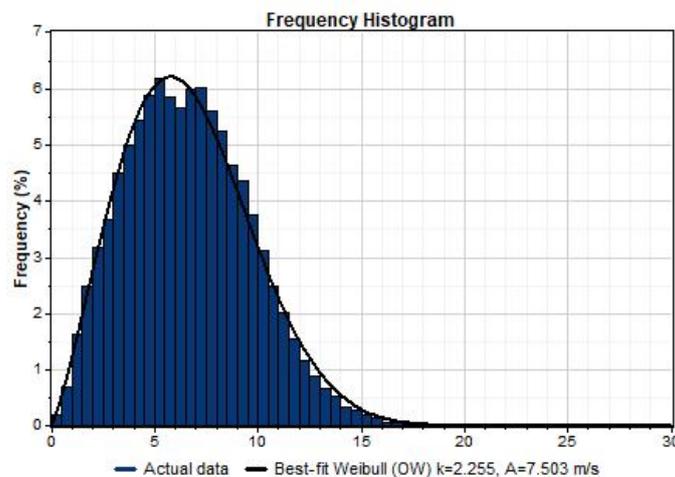
La distribuzione ideale che meglio descrive il comportamento della velocità del vento in un dato sito è la distribuzione probabilistica di Weibull, di cui è riportata la funzione di densità di probabilità sotto:

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

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:



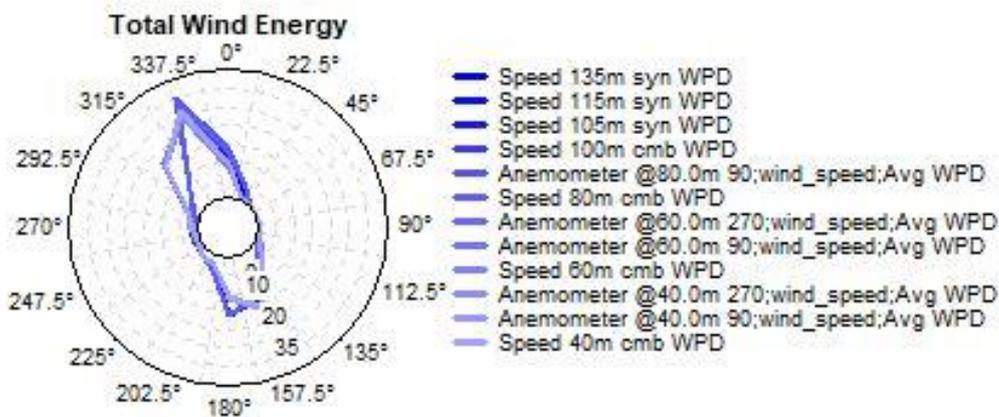
**Figura 15: Distribuzione delle frequenze di Weibull**

Ottenuta la distribuzione probabilistica di velocità durante l'anno, si può procedere al calcolo dell'energia prodotta dall'aerogeneratore moltiplicando, per ogni step di incremento di vento, la potenza prodotta dalla WTG in quella condizione di vento, ricavabile dalla curva di potenza. Grazie alla distribuzione probabilistica, il dato relativo al numero di ore in cui il vento spira ad una data velocità è disponibile. In particolare, per il sito di un oggetto, le ore totali operative dell'impianto in un anno sono 8041, e la probabilità che vi sia quella condizione di vento è rappresentata nella tabella seguente.

Wind speed bin	Sector Mid Point													Total Speed Frequency
	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°		
0	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,01	0,02	0,01	0,20	
1	0,24	0,30	0,27	0,19	0,17	0,16	0,14	0,15	0,15	0,19	0,19	0,18	2,32	
2	0,70	0,60	0,52	0,46	0,47	0,48	0,43	0,46	0,40	0,42	0,29	0,47	5,69	
3	1,17	0,87	0,62	0,49	0,61	0,67	0,93	0,75	0,49	0,48	0,47	0,65	8,19	
4	1,92	1,43	0,62	0,48	0,40	0,66	1,32	0,88	0,54	0,51	0,60	1,09	10,43	
5	2,79	1,53	0,49	0,25	0,24	0,69	1,68	1,00	0,51	0,52	0,80	1,57	12,07	
6	3,14	0,98	0,17	0,13	0,15	0,50	1,91	0,89	0,46	0,46	0,72	2,03	11,52	
7	3,23	0,57	0,15	0,11	0,14	0,48	2,11	0,66	0,43	0,44	0,71	3,00	12,03	
8	2,42	0,24	0,05	0,15	0,19	0,59	1,90	0,44	0,34	0,43	0,62	3,48	10,84	
9	1,86	0,17	0,01	0,04	0,14	0,61	1,44	0,43	0,26	0,33	0,50	3,22	9,00	
10	1,16	0,12	0,00	0,00	0,16	0,59	1,10	0,27	0,22	0,17	0,32	2,79	6,89	
11	0,73	0,09	0,00	0,01	0,11	0,51	0,64	0,16	0,15	0,11	0,22	1,79	4,51	
12	0,36	0,06	0,00	0,00	0,08	0,35	0,45	0,10	0,06	0,06	0,11	1,09	2,71	
13	0,20	0,04	0,00	0,00	0,04	0,30	0,28	0,07	0,04	0,03	0,06	0,50	1,56	
14	0,08	0,03	0,00	0,00	0,00	0,18	0,22	0,04	0,02	0,02	0,02	0,26	0,87	
15	0,02	0,01	0,00	0,00	0,01	0,15	0,20	0,02	0,01	0,00	0,01	0,08	0,50	
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,02	0,00	0,00	0,02	0,03	0,21	
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,12	
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,09	
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>Total Sector Frequency</b>	<b>20,02</b>	<b>7,05</b>	<b>2,93</b>	<b>2,32</b>	<b>2,90</b>	<b>7,23</b>	<b>15,02</b>	<b>6,33</b>	<b>4,07</b>	<b>4,17</b>	<b>5,71</b>	<b>22,26</b>	<b>100,0</b>	
<b>Operative Hours (v&gt;=3m/s)</b>	<b>1671</b>	<b>537</b>	<b>186</b>	<b>145</b>	<b>197</b>	<b>576</b>	<b>1263</b>	<b>501</b>	<b>308</b>	<b>310</b>	<b>456</b>	<b>1892</b>	<b>8041</b>	

**Tabella 3: Distribuzione delle frequenze e delle velocità**

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



**Figura 16: Energia totale del vento**

Non è possibile tuttavia calcolare l'energia prodotta da tutto il parco eolico come l'energia prodotta da un aerogeneratore moltiplicata per il numero di aerogeneratori, ma vanno considerate le interazioni fra le varie posizioni, quindi il comportamento globale dell'impianto. Vanno anche considerati dei fattori di perdita, dovuti a vari aspetti. Tra gli effetti "negativi", che riducono il valore di energia prodotta, sono da considerare gli effetti di scia e gli effetti di

“schiera”, dovuti alla presenza di numerose turbine che condizionano il vento anche fuori dall’area di scia.

La modellazione e il calcolo della producibilità per l’intero parco eolico sono stati effettuati attraverso il software di progettazione e di ottimizzazione di impianti eolici “Openwind”, tramite l’impiego del modello “Deep Array Eddy Viscosity Model”.

L’utilizzo di un modello di tipo “wake” (scia) è necessario poiché per impianti eolici composti da numerose turbine non è possibile ipotizzare che non vi sia correlazione tra i vari aerogeneratori e che la presenza di un aerogeneratore non possa influenzare il vento circostante e le prestazioni degli altri aerogeneratori. La presenza di numerose turbine eoliche in un’area limitata può alterare il profilo del vento anche al di fuori della zona di scia, riducendo così il valore totale di energia prodotta.

## 6. RISULTATI

Sulla base delle elaborazioni e delle modellazioni illustrate nei capitoli precedenti, si è condotto uno studio preliminare di producibilità, che ha restituito i risultati descritti nella tabella seguente.

<b>Caratteristica</b>	<b>Valore</b>
<b>Potenza Installata</b>	60 MW
<b>Potenza nominale WTG</b>	6.0 MW
<b>N° di WTG</b>	10
<b>Classe IEC</b>	IIIa
<b>Diametro del rotore</b>	170 m
<b>Altezza del mozzo</b>	135 m
<b>Velocità del vento all'altezza di mozzo (free)</b>	6,5 m/s
<b>Energia prodotta annua P50</b>	<b>151.324 MWh</b>
<b>Ore equivalenti</b>	<b>2522</b>

**Tabella 4: Valori di produzione**

La tabella rappresenta il valore della producibilità P50, che 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 151,32 GWh all'anno, per un totale di 2522 ore equivalenti, sufficienti a soddisfare il fabbisogno annuo di circa 50.000 utenze domestiche. Questo conferma, come già detto nei paragrafi precedenti, che il sito è caratterizzato da buoni valori di ventosità che garantiscono un'ottima producibilità.