

# Comune di : ROTELLO

Provincia di : CAMPOBASSO

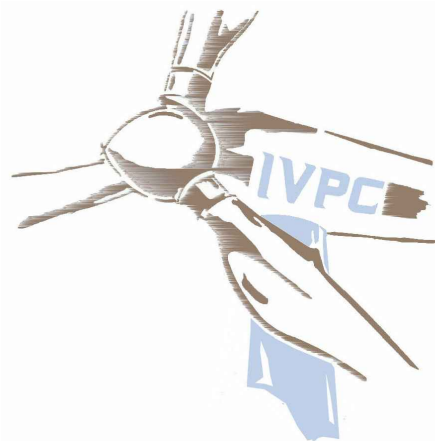
Regione : MOLISE



PROPONENTE



IVPC Power 8 S.p.A.  
Società Unipersonale  
Sede legale : 80121 Napoli (NA) - Vico Santa Maria a Cappella Vecchia 11  
Sede Operativa : 83100 Avellino - Via Circumvallazione 108  
Indirizzo email [ivpcpower8@pec.ivpc.com](mailto:ivpcpower8@pec.ivpc.com)  
P.I. 02523350649  
Amministratore Unico : Avv. Oreste Vigorito  
Società del Gruppo IVPC



OPERA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA DI POTENZA PARI A 42 MW

OGGETTO

TITOLO ELABORATO :

ANALISI ANEMOLOGICA E STIMA DELLA PRODUCIBILITA'

DATA : GENNAIO 2020

N°/CODICE ELABORATO :

**R8**

SCALA :

Folder :

Tipologia : R (relazione)

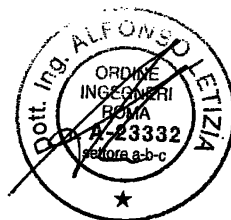
Lingua : ITALIANO

I TECNICI

ing. Alfonso Letizia



IVPC EOLICA S.r.l.  
Società Unipersonale  
Sede legale : 80121 Napoli (NA) -  
Vico Santa Maria a Cappella Vecchia 11  
Sede Operativa : 83100 Avellino -  
Via Circumvallazione 108  
GRUPPO IVPC



00	GENNAIO 2020	Emissione per Progetto Definitivo - Richiesta V.I.A. e A.U.	--	--	IVPC Power 8
N° REVISIONE	DATA	OGGETTO DELLA REVISIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE

Proprietà e diritto del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata.

## Indice

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ANEMOMETRIA</b>	<b>4</b>
2.1	Stazione anemometrica Rot10	4
2.2	Stazione anemometrica Rot11	8
2.3	Verifica del posizionamento storico dei dati anemometrici	12
<b>3</b>	<b>CENTRALE EOLICA</b>	<b>12</b>
3.1	Configurazione d'impianto	12
3.2	Aerogeneratore Vestas V150-4.2 MW	13
<b>4</b>	<b>ANALISI DI PRODUCIBILITÀ</b>	<b>15</b>
4.1	Modello orografico digitale	15
4.2	Risultati dell'analisi anemologica	15
4.3	Producibilità netta di impianto	16

### Informazioni documento

Categoria documento	Relazione Tecnica
Progetto	Parco Eolico nel Comune di Rotello (CB)
Titolo documento	Analisi anemologica e stima della producibilità
Cliente	IVPC Power 8 SpA
Numero di pagine	17
Revisione	00
Data Registrazione	24/1/2020

## 1 PREMESSA

La Società I.V.P.C. Power 8 SpA intende realizzare un Parco Eolico nel Comune di Rotello (CB).

La presente analisi anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito e la stima di producibilità delle turbine previste per l'installazione sull'area di progetto.

Lo studio prevede inizialmente l'elaborazione dei dati acquisiti da stazioni di misura della velocità e direzione vento posizionate in prossimità del sito, preceduta da eventuali operazioni di filtraggio per l'esclusione di valori non ammissibili.

Successivamente, l'insieme di dati di vento selezionato come maggiormente rappresentativo viene associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'interesse, per costituire l'input del codice di simulazione anemologica WASP<sup>(1)</sup>. Il modello territoriale, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale ed, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, WASP è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle turbine, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza reciproca tra le turbine.

---

(1) WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche.

## 2 ANEMOMETRIA

Il sito del Progetto oggetto della presente relazione è stato monitorato da due stazioni anemometriche installate nel Comune di Rotello, denominate *Rot10* e *Rot11*.

Ogni stazione è stata equipaggiata con tre sensori di velocità e due sensori di direzione posizionati a diverse altezze dal suolo. Come prescritto dalla normativa IEC 61400 i sensori di rilevazione sono stati montati avendo cura di ridurre al minimo i disturbi di flusso di vento nei pressi degli stessi. A tal fine, sia i sensori di velocità che di direzione sono stati montati su aste di lunghezza pari a 8,5 diametri del palo di sostegno (la normativa prevede un minimo di 7 diametri) e il sensore di direzione si trova ad un'altezza inferiore di 1,5 metri rispetto al sensore di velocità corrispondente.

I dati provenienti da ciascun sensore di rilevazione sono stati esaminati per evidenziare eventuali anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione.

La disponibilità di acquisizioni a diverse altezze dal suolo ha consentito di stimare il *coefficiente di Wind Shear* locale. Tale parametro caratterizza il profilo di strato limite atmosferico della velocità vento rispetto al suolo, come definito dalla formula riportata di seguito:

$$V_h = V_{ref} \left( \frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha$$

essendo:

$\alpha$  = *coefficiente di wind shear*;

$V_h$  = *velocità vento ad altezza h*;

$V_{ref}$  = *velocità vento ad altezza di riferimento h=h<sub>ref</sub>*.

Sono state calcolate le relative *distribuzioni statistiche di Weibull*, ovvero le curve teoriche interpolanti gli istogrammi di distribuzione delle frequenze di occorrenza sperimentali, discretizzate per intervalli di velocità vento pari a 1 m/s. Tali andamenti sono univocamente determinati attraverso il calcolo dei due parametri di Weibull, A e k.

### 2.1 Stazione anemometrica Rot10

Il sistema di monitoraggio della stazione anemometrica Rot10 è costituito da tre sensori di velocità del tipo *NRG #40C Anemometer* posti alle altezze di 20, 30 e 50 metri sls e da due sensori di direzione del tipo *NRG #200P Wind Direction Vane, 10K* posti alle altezze di 28,5 e 48,5 metri sls.

La stazione anemometrica è stata installata il 14 settembre 2011 ed è stata disinstallata il 25 settembre 2013. I dati, che coprono un periodo di oltre 2 anni, sono stati registrati per mezzo di un datalogger *Nomad2* della *Second Wind* con frequenza di acquisizione 10 minuti.

A seguito dell'analisi e validazione dei dati registrati, la disponibilità di dati validi è risultato pari a circa il 100% per i sensori anemometrici e al 97% per i sensori di direzione.

La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite sono sintetizzati dalle tabelle e dai diagrammi riportati di seguito.

IDENTIFICAZIONE STAZIONE			
Codice	<b>Rot10</b>		
n° sensori velocità	3 (h=20m, h=30m, h=50m)		
n° sensori direzione	2 (h=28,5m, h=48,5m)		
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA			
Regione, Comune (Provincia)	Molise, Rotello (CB)		
PUNTO D'INSTALLAZIONE			
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84		
Fuso	33		
Longitudine [m]	505 691		
Latitudine [m]	4 624 789		
Altitudine [m slm]	168		
ACQUISIZIONE DATI			
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=20m	h=30m	h=50m
Frequenza di acquisizione	10 minuti		
Data di installazione	13 settembre 2011		
Ultimo rilievo dati	26 settembre 2013		
n° anni	2		
Eventi complessivi	107 107		
Eventi ammissibili	106 997	106 855	106 887
Disponibilità di periodo	99,9%	99,8%	99,8%
ELABORAZIONI			
Altezza dal suolo sensori velocità	h=20m	h=30m	h=50m
Velocità vento media di periodo misurata [m/s]	4,90	5,15	5,54
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$ [m/s]	5,45	5,73	6,16
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1,604	1,602	1,584
Coefficiente di Wind Shear	0,136		

Tab. 1.1 Stazione anemometrica Rot10: Caratterizzazione e sintesi elaborazioni

Mese	h=20 m sls		h=30 m sls			h=50 m sls		
	Velocità		Velocità		Dir	Velocità		Dir
	%	m/s	%	m/s	%	%	m/s	%
13-30 set 2011	100%	4,72	100%	4,98	100%	100%	5,34	100%
ott 2011	100%	4,74	100%	5,02	100%	100%	5,43	100%
nov 2011	100%	3,84	100%	4,02	100%	100%	4,42	100%
dic 2011	100%	5,77	100%	6,08	100%	100%	6,64	100%
gen 2012	100%	5,47	100%	5,84	89%	100%	6,28	89%
feb 2012	98%	6,32	94%	6,61	98%	95%	7,10	98%
mar 2012	100%	5,22	100%	5,48	100%	100%	5,95	100%
apr 2012	100%	5,40	100%	5,69	100%	100%	6,23	100%
mag 2012	100%	4,72	100%	5,00	100%	100%	5,39	100%
giu 2012	100%	3,82	100%	4,01	100%	100%	4,30	100%
lug 2012	100%	4,15	100%	4,39	100%	100%	4,67	100%
ago 2012	100%	4,32	100%	4,53	100%	100%	4,86	100%
set 2012	100%	4,33	100%	4,51	100%	100%	4,88	100%
ott 2012	100%	3,87	100%	3,96	100%	100%	4,33	100%
nov 2012	100%	5,45	100%	5,66	100%	100%	6,20	100%
dic 2012	100%	6,23	100%	6,56	60%	100%	7,13	60%
gen 2013	100%	5,31	100%	5,52	89%	100%	6,03	89%
feb 2013	100%	6,13	100%	6,45	100%	100%	6,91	100%
mar 2013	100%	5,83	100%	6,12	100%	100%	6,55	100%
apr 2013	100%	5,02	100%	5,31	100%	100%	5,72	100%
mag 2013	100%	4,83	100%	5,20	100%	100%	5,58	100%
giu 2013	100%	4,12	100%	4,39	100%	100%	4,54	100%
lug 2013	100%	4,16	100%	4,37	100%	100%	4,51	100%
ago 2013	100%	4,40	100%	4,59	100%	100%	4,74	100%
1-26 set 2013	100%	4,37	100%	4,52	100%	100%	4,86	100%
<b>Media</b>	100%	4,90	100%	5,15	97%	100%	5,54	97%

Tab. 1.2 Stazione anemometrica Rot10: medie mensili

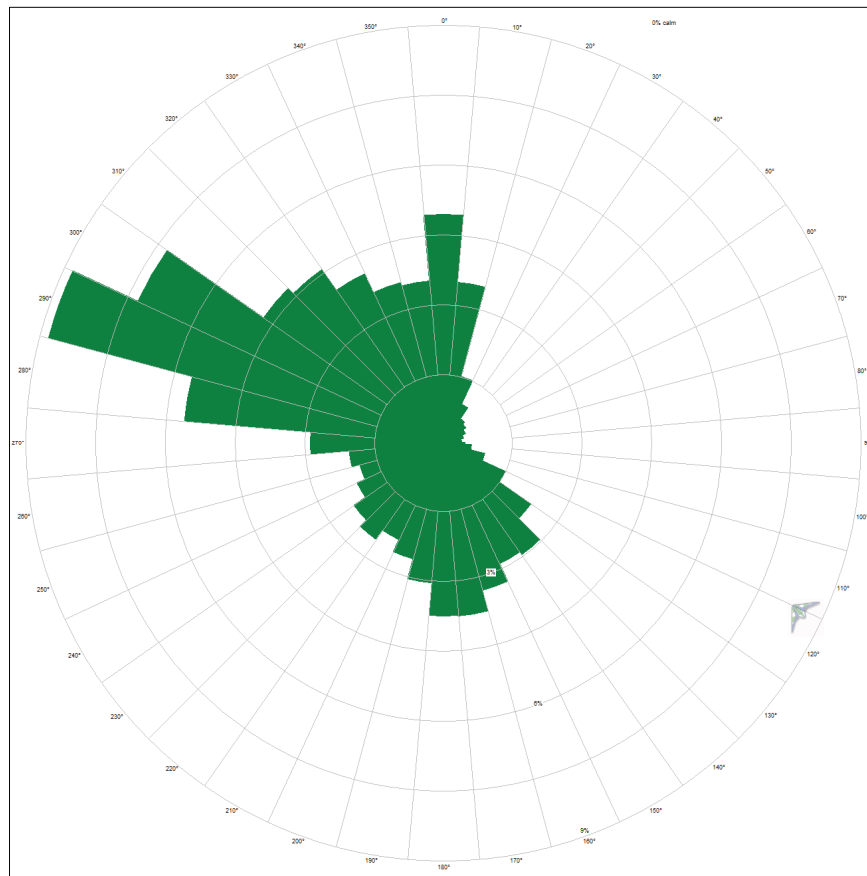


Fig. 1.1 Stazione anemometrica Rot10: Rosa dei venti - h= 50 m

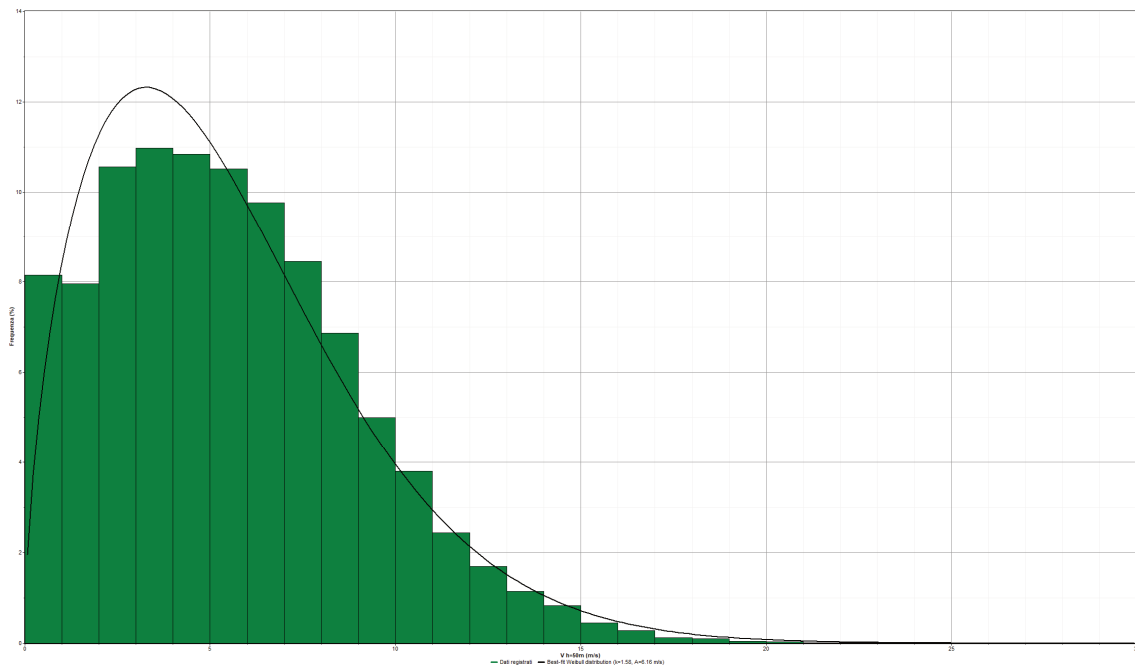


Fig. 1.2 Stazione anemometrica Rot10: Curva teorica di Weibull - h=50m

## 2.2 Stazione anemometrica Rot11

Il sistema di monitoraggio della stazione anemometrica Rot11 è costituito da tre sensori di velocità del tipo *NRG #40C Anemometer* posti alle altezze di 20, 30 e 50 metri sls e da due sensori di direzione del tipo *NRG #200P Wind Direction Vane, 10K* posti alle altezze di 28,5 e 48,5 metri sls.

La stazione anemometrica è stata installata il 14 settembre 2011 ed è stata disinstallata il 25 settembre 2013. I dati, che coprono un periodo di oltre 2 anni, sono stati registrati per mezzo di un datalogger *Nomad2* della *Second Wind* con frequenza di acquisizione 10 minuti.

A seguito dell'analisi e validazione dei dati registrati, la disponibilità di dati validi è risultato pari a circa il 96% per il sensore anemometrico posto a 50 metri e il 100% per i due sensori anemometrici posti alle altezze inferiori (20 e 30 metri). La disponibilità di dati validi dei sensori di direzione è di circa il 97% per il sensore posto a 50 metri e il 100% per il sensore posto a 30 metri sul suolo.

La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite sono sintetizzati dalle tabelle e dai diagrammi riportati di seguito.



IDENTIFICAZIONE STAZIONE			
Codice	<b>Rot11</b>		
n° sensori velocità	3 (h=20m, h=30m, h=50m)		
n° sensori direzione	2 (h=28,5m, h=48,5m)		
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA			
Regione, Comune (Provincia)	Molise, Rotello (CB)		
PUNTO D'INSTALLAZIONE			
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84		
Fuso	33		
Longitudine [m]	505 699		
Latitudine [m]	4 620 351		
Altitudine [m slm]	206		
ACQUISIZIONE DATI			
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=20m	h=30m	h=50m
Frequenza di acquisizione	10 minuti		
Data di installazione	14 settembre 2011		
Ultimo rilievo dati	25 settembre 2013		
n° anni	2		
Eventi complessivi	106 820		
Eventi ammissibili	106 626	106 624	102 229
Disponibilità di periodo	99,8%	99,8%	95,7%
ELABORAZIONI			
Altezza dal suolo sensori velocità	h=20m	h=30m	h=50m
Velocità vento media di periodo misurata [m/s]	5,08	5,37	5,79
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$ [m/s]	5,69	6,02	6,48
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1,765	1,771	1,727
Coefficiente di Wind Shear	0,144		

**Tab. 1.3** Stazione anemometrica Rot11: Caratterizzazione e sintesi elaborazioni

Mese	h=20 m sls		h=30 m sls			h=50 m sls		
	Velocità		Velocità		Dir	Velocità		Dir
	%	m/s	%	m/s	%	%	m/s	%
14-30 set 2011	100%	5,23	100%	5,52	100%	100%	5,96	100%
ott 2011	100%	5,04	100%	5,35	100%	100%	5,81	42%
nov 2011	100%	3,98	100%	4,17	100%	100%	4,52	80%
dic 2011	100%	5,90	100%	6,23	100%	100%	6,83	100%
gen 2012	100%	5,77	100%	6,08	100%	84%	6,12	100%
feb 2012	95%	6,56	95%	6,92	98%	100%	7,67	93%
mar 2012	100%	5,60	100%	5,97	100%	100%	6,53	100%
apr 2012	100%	5,22	100%	5,59	100%	100%	6,13	100%
mag 2012	100%	5,03	100%	5,33	100%	100%	5,78	100%
giu 2012	100%	4,31	100%	4,49	100%	100%	4,76	100%
lug 2012	100%	4,68	100%	4,90	100%	100%	5,19	100%
ago 2012	100%	4,86	100%	5,09	100%	100%	5,38	100%
set 2012	100%	4,53	100%	4,80	100%	100%	5,17	100%
ott 2012	100%	3,88	100%	4,01	100%	100%	4,24	100%
nov 2012	100%	5,49	100%	5,81	100%	100%	6,35	100%
dic 2012	100%	6,26	100%	6,63	100%	60%	7,66	100%
gen 2013	100%	5,17	100%	5,51	100%	53%	7,05	100%
feb 2013	100%	6,10	100%	6,53	100%	100%	6,97	100%
mar 2013	100%	5,73	100%	6,12	100%	100%	6,61	100%
apr 2013	100%	4,86	100%	5,18	100%	100%	5,70	100%
mag 2013	100%	4,78	100%	5,09	100%	100%	5,56	100%
giu 2013	100%	4,38	100%	4,55	100%	100%	4,91	100%
lug 2013	100%	4,42	100%	4,64	100%	100%	4,90	100%
ago 2013	100%	4,61	100%	4,85	100%	100%	5,12	100%
1-25 set 2013	100%	4,78	100%	5,00	100%	100%	5,33	100%
<b>Media</b>	100%	5,08	100%	5,37	100%	96%	5,79	97%

Tab. 1.4 Stazione anemometrica Rot11: medie mensili

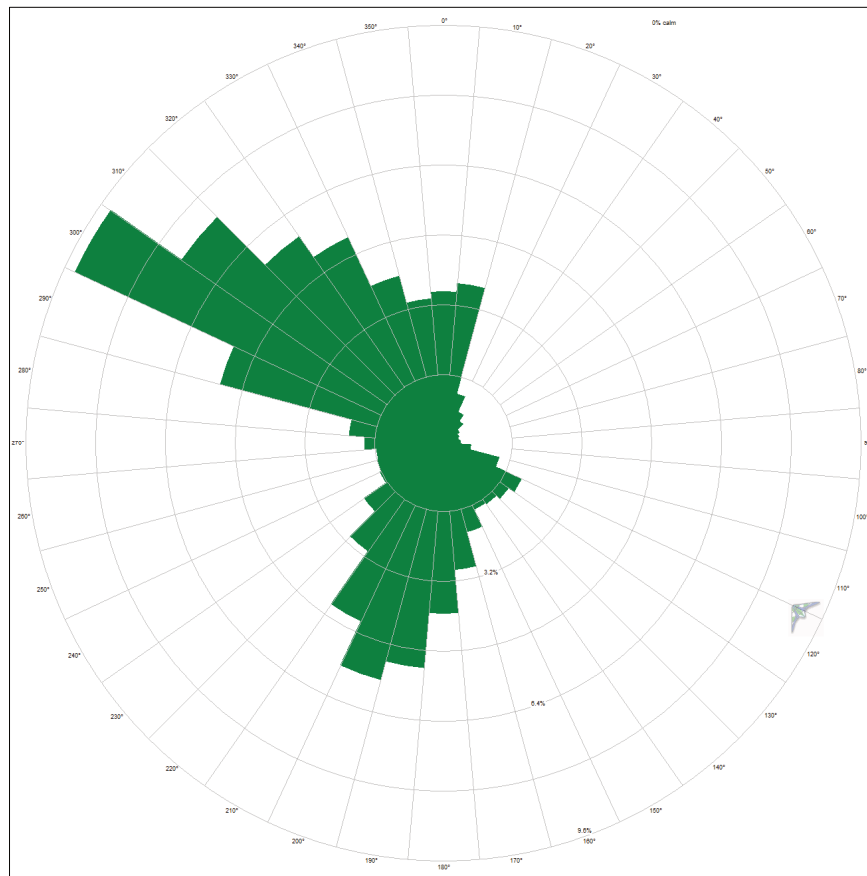


Fig. 1.3 Stazione anemometrica Rot11: Rosa dei venti - h= 50 m

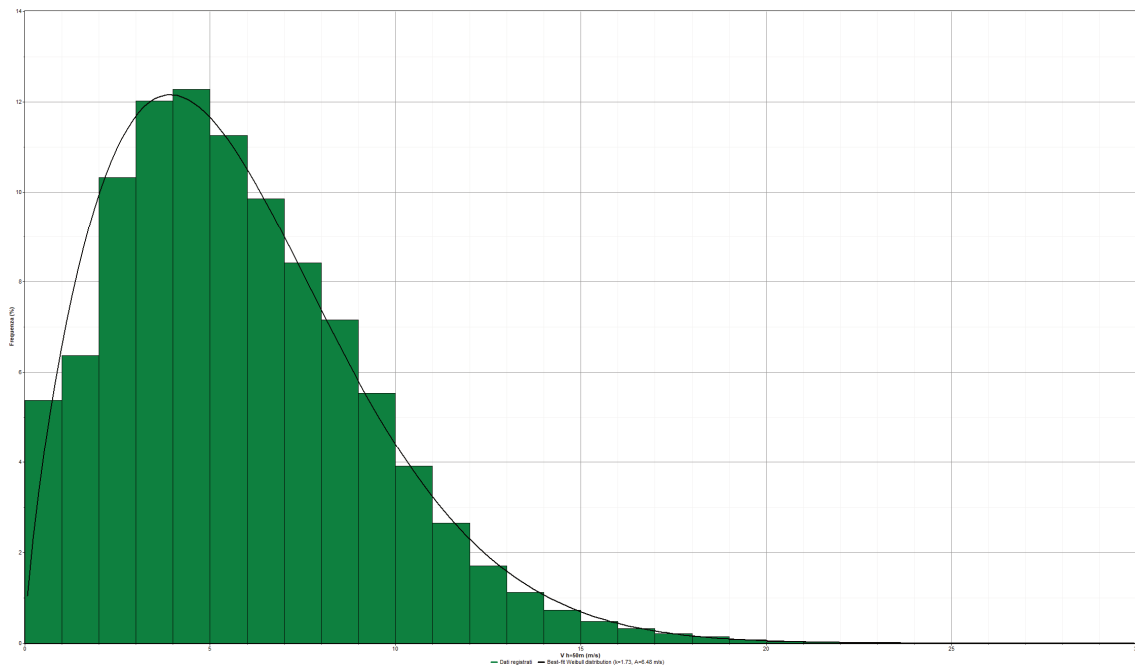


Fig. 1.4 Stazione anemometrica Rot11: Curva teorica di Weibull - h=50m

### 2.3 Verifica del posizionamento storico dei dati anemometrici

Il processo di valutazione della stima della velocità del vento di lungo periodo permette di definire un corretto collocamento dei dati di velocità del vento rilevati in sito rispetto a serie storiche di lungo periodo. La valutazione è effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati da diversi anni, possibilmente dieci o più, da una o più stazioni anemometriche storiche di riferimento e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stazioni storiche con quelli rilevati nel sito di cui si vuole valutare la velocità vento media di lungo periodo.

Per le stazioni anemometriche Rot10 e Rot11, installate nei pressi del sito di progetto, sono disponibili una quantità considerevole di dati registrati nell'arco di oltre 2 anni. Tuttavia, data la durata della campagna anemometrica inferiore ai dieci anni di misurazione e i periodi temporali di rilevazione delle stazioni anemometriche, si è ritenuto opportuno verificare il posizionamento storico delle velocità medie rilevate dalle stazioni con ulteriori serie di dati, anche in considerazione di una riduzione del grado di incertezza ad essa associato. Per tale valutazione sono stati utilizzati i dati delle stazioni anemometriche "storiche" disponibili nella banca dati del Gruppo IVPC.

Utilizzando i dati rilevati dalle stazioni storiche in contemporaneità con le stazioni installate in sito, è stata effettuata un'analisi di correlazione che ha permesso di calcolare i fattori correttivi da applicare ai dati di ciascuna stazione per allinearli al valore medio annuo atteso nel lungo periodo. A seguito dell'analisi, i dati delle due stazioni anemometriche sono stati diminuiti del 1% al fine di allineare i dati disponibili al valore atteso.

## 3 CENTRALE EOLICA

### 3.1 Configurazione d'impianto

Il progetto prevede l'installazione di n°10 aerogeneratori Vestas V150-4.2 MW, la cui disposizione attualmente prevista è riportata nella tabella sottostante.

Turbina	Comune	UTM – WGS84		Altitudine [m]
		Long. E [m]	Lat. N [m]	
Rot 01	Rotello (CB)	508868	4626769	113
Rot 02	Rotello (CB)	508486	4626238	122
Rot 03	Rotello (CB)	507988	4625747	125
Rot 04	Rotello (CB)	506538	4623906	164
Rot 05	Rotello (CB)	506435	4623336	171
Rot 06	Rotello (CB)	508413	4622785	171
Rot 07	Rotello (CB)	509145	4622043	197
Rot 08	Rotello (CB)	504405	4620387	224
Rot 09	Rotello (CB)	505420	4620263	210
Rot 10	Rotello (CB)	506061	4619441	189

Tab. 3.1 Coordinate geografiche puntuali turbine d'impianto

### 3.2 Aerogeneratore Vestas V150-4.2 MW

La centrale eolica in progetto sarà realizzata con aerogeneratori modello Vestas V150 da 4200 kW di potenza nominale, costruiti dalla società Vestas.

Si tratta di turbine tripala a velocità variabile e controllo di potenza/coppia attraverso la regolazione del passo delle pale; il diametro del rotore è pari a 150 metri e l'altezza mozzo prevista è di 155 metri sls. L'inizio della produzione di energia elettrica avviene per una velocità del vento pari a 3 m/s; il distacco, o messa in bandiera, per una velocità del vento maggiore di 24.5 m/s. Le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore sono riassunte di seguito.

Potenza nominale	4200 kW
n° pale	3
Diametro rotore	150 m
Area spazzata	17 671 m <sup>2</sup>
Altezza mozzo rotore	155,0 m
Tipologia torre	tubolare
Temperatura di funzionamento	-40°C ÷ 50°C
Velocità vento di avvio	3,0 m/s
Velocità vento nominale	12,0 m/s
Velocità vento di stacco	24,5 m/s

Tab. 3.2 Estratto delle specifiche tecniche della turbina Vestas V150-4.2MW

La curva di potenza elettrica della turbina, disponibile per valori discreti di altitudine, è stata interpolata ad una densità dell'aria di 1,200 kg/m<sup>3</sup>. Per il calcolo delle perdite di energia da interferenza aerodinamica tra le macchine (effetto scia) è stata inoltre implementata, alle medesime condizioni di densità dell'aria, la curva del coefficiente di spinta aerodinamica ( $C_t$ ) in funzione della velocità vento.

Velocità vento [m/s]	Potenza [kW]	$C_t$
3,0	79	0,889
3,5	168	0,847
4,0	278	0,830
4,5	415	0,829
5,0	584	0,824
5,5	792	0,820
6,0	1040	0,815
6,5	1332	0,810
7,0	1674	0,804
7,5	2058	0,796
8,0	2494	0,787
8,5	2959	0,763
9,0	3403	0,704
9,5	3761	0,629
10,0	4009	0,550
10,5	4131	0,471
11,0	4187	0,402
11,5	4198	0,345
12,0	4200	0,299
12,5	4200	0,261
13,0	4200	0,230
13,5	4200	0,205
14,0	4200	0,183
14,5	4200	0,164
15,0	4200	0,148
15,5	4200	0,134
16,0	4200	0,122
16,5	4200	0,112
17,0	4200	0,103
17,5	4200	0,095
18,0	4200	0,088
18,5	4200	0,081
19,0	4200	0,075
19,5	4200	0,070
20,0	4200	0,065
20,5	4186	0,061
21,0	3870	0,053
21,5	3373	0,044
22,0	2745	0,034
22,5	2154	0,026
23,0	1805	0,021
23,5	1526	0,018
24,0	1283	0,015
24,5	1116	0,013

**Tab. 3.3** *Curva di potenza e Curva di spinta utilizzate per la simulazione*

## 4 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

### 4.1 Modello orografico digitale

È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento.

Il modello digitale è stato utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita con il codice di calcolo *WASP 11.5*. Per la definizione del livello di rugosità superficiale del terreno è stato assunto:

- un valore uniforme per  $z_0$  (lunghezza di rugosità) pari a 0,03, caratteristico di un'area geografica con orografia dolce, con pochi alberi e case sparse, sul resto del territorio.

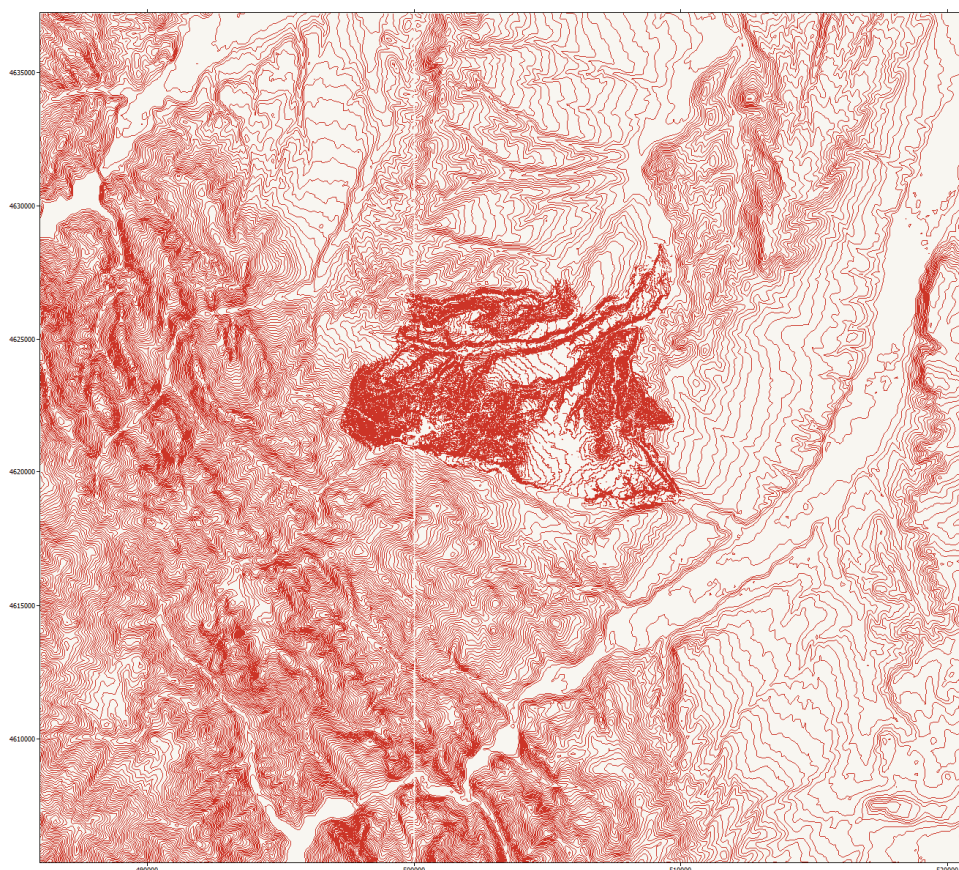


Fig. 4.1 Modello orografico digitale per simulazione *WASP 11.5*

### 4.2 Risultati dell'analisi anemologica

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle 10 turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione *WASP 11.5* dall'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni delle stazioni anemometriche Rot10 e Rot11 descritte nei paragrafi precedenti.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante  $k$  di

decadimento (*wake decay constant*) pari a:

$$k = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{h_{\text{mozzo}}}{z_0}\right)}$$

L'osservazione del prospetto sintetico della tabella sottostante evidenzia che l'impianto, secondo la configurazione prevista, attende una producibilità complessiva di **149,3 GWh/anno**, al netto delle perdite per effetto scia aerodinamica pari al 2,3%; tale dato di resa energetica corrisponde a circa **3555 ore equivalenti medie annue unitarie di funzionamento a potenza nominale**.

Turbina	$V_{h \text{ mozzo}}$ [m/s]	Resa energetica annua [GWh/anno]		
		Lorda	Netta	Perdite per scia
Rot 01	6,61	14,611	14,263	2,38%
Rot 02	6,64	14,714	14,365	2,37%
Rot 03	6,57	14,503	14,284	1,51%
Rot 04	6,62	14,654	14,217	2,98%
Rot 05	6,64	14,734	14,349	2,61%
Rot 06	6,88	15,496	15,054	2,88%
Rot 07	7,06	16,052	15,614	2,73%
Rot 08	7,00	15,894	15,762	0,83%
Rot 09	7,10	16,210	15,959	1,55%
Rot 10	7,02	15,945	15,460	3,04%
<b>Totale</b>		<b>152,812</b>	<b>149,327</b>	
<b>Media unitaria</b>	6,81	15,281	14,933	<b>2,29%</b>

Tab.4.1 Producibilità media annua di centrale

### 4.3 Producibilità netta di impianto

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente immessa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita:

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	3,0%
Disponibilità	3,5%
Isteresi per elevata velocità vento	0,5%
Lavori di manutenzione sottostazione	0,2%
Ghiaccio e depositi sulle pale	0,5%

Tabella 4.2 Fattori di perdita produzione netta d'impianto



Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua ( $P_{50}$ ) della centrale eolica in progetto sia pari a **136,7 GWh/anno**, corrispondente a **3255 ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale**.