



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA di FOGGIA



COMUNE di POGGIO IMPERIALE



Proponente	IVPC Power 6 S.r.l. Via Circumvallazione 108 83100 Avellino Tel. 0825.693711 Fax 0825.781472 P.IVA 02509050643					
PROGETTAZIONE E COORDINAMENTO	 STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA MEZZINA dott. ing. Antonio Via T. Solis 128 71016 San Severo (FG) Tel. 0882.228072 Fax 0882.243651 e-mail: info@studiomezzina.net		 AENOR ER Empresa Registrada ER-0151/2008	 CERTIFIED IO:Net MANAGEMENT SYSTEM		
Studio Paesaggistico e Ambientale	 VEGA sas LANDSCAPE ECOLOGY & URBAN PLANNING Arch. Antonio Demaio Tel. 0881.756251 Fax 1784412324 E-Mail: sit.vega@gmail.com		Studio Idrologico-idraulico	ARKE' Ingegneria S.r.l. Via Imperatore Traiano, 4 - 70126 BARI Tel. Fax. 080.2022423 E-Mail: I.fanelli@arkeingegneria.it		
Studio Archeologico	 NOSTOI s.r.l. - Dott.ssa Maria Grazia Liseno Tel. 0972.081259 Fax 0972.83694 E-Mail: mgliseno@nostoisrl.it		Studio Civilistico	 Ing. Tommaso Monaco Tel. 0885.429850 Fax 0885.090485 E-Mail: ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it		
Studio Acustico	 Ing. Antonio Falcone Tel. 0884.534378 Fax. 0884.534378 E-Mail: ing.falcone@alice.it		Studio Geologico-geotecnico	Dott. Donato Antonio Fatigato Via G. Matteotti n. 111 - 71121 Foggia tel/fax 0881 745414 / 0881 771533 e-mail: fatigatodonato@iscali.it		
Consulenza Topografica	Geom. Ercolino Marinucci Palermo Tel. 0874 839190/ cell. 339 1854984 E-Mail: marinucci.e@libero.it		Studio Agronomico	Dr. Agr. Di Mola Gianpietro Via G. Matteotti n. 111 - 71121 Foggia tel/fax 0881 756289 e-mail: gianp.dimola@libero.it		
Opera	Parco Eolico composto da n.16 Aerogeneratori da 3,3 MW per una potenza complessiva di 52,8 MW nel Comune di Poggio Imperiale (FG)					
Oggetto	Folder: A - PROGETTO GENERALE Nome Elaborato: ETK5E66_Doc_A02 Descrizione Elaborato: Analisi anemologica e stima della producibilità					
00	Marzo 2014	Emissione per progetto definitivo - Richiesta V.I.A.		Ing. Alfonso Letizia	Ing. Alfonso Letizia	IVPC Power 6 S.r.l.
Rev.	Data	Oggetto della revisione		Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala: / Formato: A4	Codice Pratica ETK5E66					

Indice

1	PREMESSA	3
2	ANEMOMETRIA	4
2.1	Stazioni anemometriche	4
3	CENTRALE EOLICA	13
3.1	Configurazione d'impianto	13
3.2	Aerogeneratore Vestas V117-3.3MW	14
4	ANALISI DI PRODUCIBILITÀ	15
4.1	Modello orografico digitale	15
4.2	Risultati dell'analisi anemologica	16
4.3	Producibilità netta di impianto	17

Informazioni documento

Categoria documento	Relazione Tecnica
Progetto	Centrale eolica nel Comune di Poggio Imperiale (FG)
Titolo documento	Analisi anemologica e stima di producibilità
Cliente	IVPC Power6 Srl
Numero di pagine	17ETK5E66_Doc_A02
Data Registrazione	Marzo 2014
Codice Elaborato	ETK5E66_Doc_A02
Indice Revisione	rev. 00

1 PREMESSA

La Società I.V.P.C. Power6 Srl intende realizzare un Parco Eolico nel Comune di Poggio Imperiale (FG).

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 una stazione di misura della velocità e direzione vento posizionata 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 per un intero anno solare 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⁽¹⁾. 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 macchine, 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

2.1 Stazioni anemometriche

Il sito del Progetto oggetto della presente relazione è monitorato da tre stazioni anemometriche: Pgi04, Pgi08 e Pgi09. Le stazioni sono tutte installate nei pressi del futuro impianto.

Il sistema di monitoraggio è costituito da sensori di velocità del tipo NRG #40 Anemometer e da sensori di direzione del tipo NRG #200P Wind Direction Vane, 10K. I dati sono stati registrati per mezzo di datalogger Nomad della Second Wind.

La stazione anemometrica Pgi04 è stata installata il 3 luglio 2002 ed è attualmente operativa. I dati registrati, che coprono un periodo di circa 12 anni, hanno una disponibilità pari a circa il 96% degli eventi complessivi registrabili.

La configurazione della stazione è variata nel corso degli anni nel numero e nella posizione dei sensori. Le varie configurazioni sono riportate nella tabella di seguito:

	altezze anemometri	altezze sensori di direzione
dal 3 luglio 2002	10, 30 m sls	28.5 m sls
dal 20 aprile 2005	10, 30, 40 m sls	28.5, 38.5 m sls
dal 5 aprile 2007	10, 30, 50 m sls	28.5, 48.5 m sls
dal 23 settembre 2013	10, 30 m sls	28.5 m sls

La stazione anemometrica Pgi08 è stata installata il 15 ottobre 2003 ed è stata disinstallata il 11 settembre 2013. I dati registrati, che coprono un periodo di circa 10 anni, hanno una disponibilità pari a circa il 90% degli eventi complessivi registrabili.

La configurazione della stazione è variata nel corso degli anni nel numero e nella posizione dei sensori. Le varie configurazioni sono riportate nella tabella di seguito:

	altezze anemometri	altezze sensori di direzione
dal 15 ottobre 2003	10, 30 m sls	28.5 m sls
dal 26 aprile 2005	10, 30, 40 m sls	28.5, 38.5 m sls
dal 28 maggio 2007	10, 30, 78.5, 80 m sls	28.5, 78.5 m sls

La stazione anemometrica Pgi09 è stata installata il 6 giugno 2007 ed è stata disinstallata il 24 settembre 2013. I dati registrati, che coprono un periodo di oltre 6 anni, hanno una disponibilità pari a circa il 99% degli eventi complessivi registrabili.

La configurazione della stazione è costituita da tre sensori di velocità posti alle altezze di 10, 30 e 40m sls e da due sensori di direzione posti alle altezze di 28.5 e 38.5m sls.

I dati delle tre stazioni sono stati inizialmente registrati con frequenza oraria, a partire dal 16 ottobre 2008 la frequenza di acquisizione è stata settata a 10 minuti.

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

Le distribuzioni delle frequenze di occorrenza, relative alla coppia di sensori alla massima altezza, sono state riportate, per ogni stazione anemometrica, sui relativi diagrammi azimuthali (**Rosa dei Venti**).

La disponibilità di acquisizioni a diverse altezze dal suolo ha consentito, inoltre, 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:

$$V_{h0} = V_{h_{ref}} * (h_0/h_{ref})^\alpha$$

essendo:

α = *coefficiente di wind shear*;

V_{h0} = *velocità vento ad altezza $h=h_0$* ;

$V_{h_{ref}}$ = *velocità vento ad altezza di riferimento $h=h_{ref}$* .

Il coefficiente di Wind Shear che meglio interpola le velocità vento medie di periodo in contemporaneità di acquisizione di ogni singola stazione anemometrica è riportato nelle schede di sintesi.

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.

La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite per ciascun sensore o coppia di sensori velocità/direzione, sono sintetizzati dalle tabelle e dai relativi diagrammi riportati di seguito.

Stazione Pgi04: Caratterizzazione e sintesi elaborazioni

IDENTIFICAZIONE STAZIONE				
Codice	Pgi04			
n° sensori velocità	4 (h=10m, h=30m, h=40m, h=50m)			
n° sensori direzione	3 (h=28.5m, h=38.5m, h=48.5m)			
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA				
Regione, Comune (Provincia)	Puglia, Poggio Imperiale (FG)			
PUNTO D'INSTALLAZIONE				
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84			
Fuso	33			
Longitudine [m]	532 826			
Latitudine [m]	4 630 103			
Altitudine [m slm]	78			
ACQUISIZIONE DATI				
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=10m	h=30m	h=40m	h=50m
Frequenza di acquisizione	oraria (03 lug 02 ÷ 16 ott 08) 10 min (16 ott 08 ÷ 28 feb 14)			
Data di installazione	3 luglio 2002			
Ultimo rilievo dati	28 febbraio 2014			
n° anni	11.7			
Eventi complessivi (f=1 ora)	94 910			
Eventi ammissibili (f=1 ora)	51 810	51 291	14 840	13 333
Eventi complessivi (f=10 min)	282 467			
Eventi ammissibili (f=10 min)	280 392	264 486	0	257 094
Disponibilità di periodo	96%	93%	15%	55%
ELABORAZIONI				
Altezza dal suolo sensori velocità	h=10m	h=30m	h=40m	h=50m
Velocità vento media di periodo misurata [m/s]	4.59	5.38	5.64	5.70
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$ [m/s]	5.08	5.99	6.32	6.32
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1.567	1.666	1.819	1.607
Coefficiente di Wind Shear	0.143			

Stazione Pgi08: Caratterizzazione e sintesi elaborazioni

IDENTIFICAZIONE STAZIONE					
Codice	Pgi08				
n° sensori velocità	4 (h=10m, h=30m, h=78.5m, h=80m)				
n° sensori direzione	2 (h=28.5m, h=78.5m)				
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA					
Regione, Comune (Provincia)	Puglia, Poggio Imperiale (FG)				
PUNTO D'INSTALLAZIONE					
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84				
Fuso	33				
Longitudine [m]	536 233				
Latitudine [m]	4 631 009				
Altitudine [m slm]	46				
ACQUISIZIONE DATI					
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=10m	h=30m	h=40m	h=78.5m	h=80m
Frequenza di acquisizione	oraria (15 ott 03 ÷ 16 ott 08) 10 min (16 ott 08 ÷ 11 set 13)				
Data di installazione	15 ottobre 2003				
Ultimo rilievo dati	11 settembre 2013				
n° anni	9.9				
Eventi complessivi (f=1 ora)	43 870				
Eventi ammissibili (f=1 ora)	35 932	35 437	11 204	11 420	11 402
Eventi complessivi (f=10 min)	257 890				
Eventi ammissibili (f=10 min)	255 849	254 255	0	241 846	229 510
Disponibilità di periodo	90%	90%	13%	62%	59%
ELABORAZIONI					
Altezza dal suolo sensori velocità	h=10m	h=30m	h=40m	h=78.5m	h=80m
Velocità vento media di periodo misurata [m/s]	4.34	5.09	5.29	5.91	5.82
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$ [m/s]	4.76	5.58	5.82	6.52	6.42
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1.460	1.448	1.469	1.510	1.514
Coefficiente di Wind Shear	0.152				

Stazione Pgi09: Caratterizzazione e sintesi elaborazioni

IDENTIFICAZIONE STAZIONE			
Codice	Pgi09		
n° sensori velocità	3 (h=10m, h=30m, h=40m)		
n° sensori direzione	2 (h=28.5m, h=38.5m)		
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA			
Regione, Comune (Provincia)	Puglia, Poggio Imperiale (FG)		
PUNTO D'INSTALLAZIONE			
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84		
Fuso	33		
Longitudine [m]	526 418		
Latitudine [m]	4 630 618		
Altitudine [m slm]	61		
ACQUISIZIONE DATI			
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=10m	h=30m	h=40m
Frequenza di acquisizione	oraria (06 giu 07 ÷ 16 ott 08) 10 min (16 ott 08 ÷ 24 set 13)		
Data di installazione	6 giugno 2007		
Ultimo rilievo dati	24 settembre 2013		
n° anni	6.3		
Eventi complessivi (f=1 ora)	11 529		
Eventi ammissibili (f=1 ora)	11 529	11 951	11 951
Eventi complessivi (f=10 min)	259 770		
Eventi ammissibili (f=10 min)	248 738	257 103	255 830
Disponibilità di periodo	95%	99%	98%
ELABORAZIONI			
Altezza dal suolo sensori velocità	h=10m	h=30m	h=40m
Velocità vento media di periodo misurata [m/s]	4.23	5.40	5.67
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$ [m/s]	4.72	6.05	6.35
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1.759	1.854	1.850
Coefficiente di Wind Shear	0.239		

Stazione Pgi04: medie annue

Anno	h=10 m sls		h=30 m sls		h=40 m sls		h=50 m sls	
	Disponibilità	V _{media} [m/s]						
2002	100%	4.67	93%	5.52	0%	---	0%	---
2003	100%	4.57	99%	5.40	0%	---	0%	---
2004	100%	4.52	95%	5.42	0%	---	0%	---
2005	95%	4.68	100%	5.40	67%	5.59	0%	---
2006	92%	4.61	100%	5.27	100%	5.63	0%	---
2007	75%	4.37	66%	5.09	2%	7.29	73%	5.41
2008	100%	4.40	100%	5.22	0%	---	100%	5.60
2009	100%	4.53	95%	5.39	0%	---	100%	5.75
2010	100%	4.49	85%	5.29	0%	---	100%	5.72
2011	96%	4.37	87%	5.24	0%	---	95%	5.45
2012	100%	4.89	100%	5.64	0%	---	100%	6.10
2013	100%	4.72	100%	5.41	0%	---	73%	5.82
2014	100%	5.86	100%	6.67	0%	---	0%	---
Media	96%	4.59	93%	5.38	15%	5.64	55%	5.70

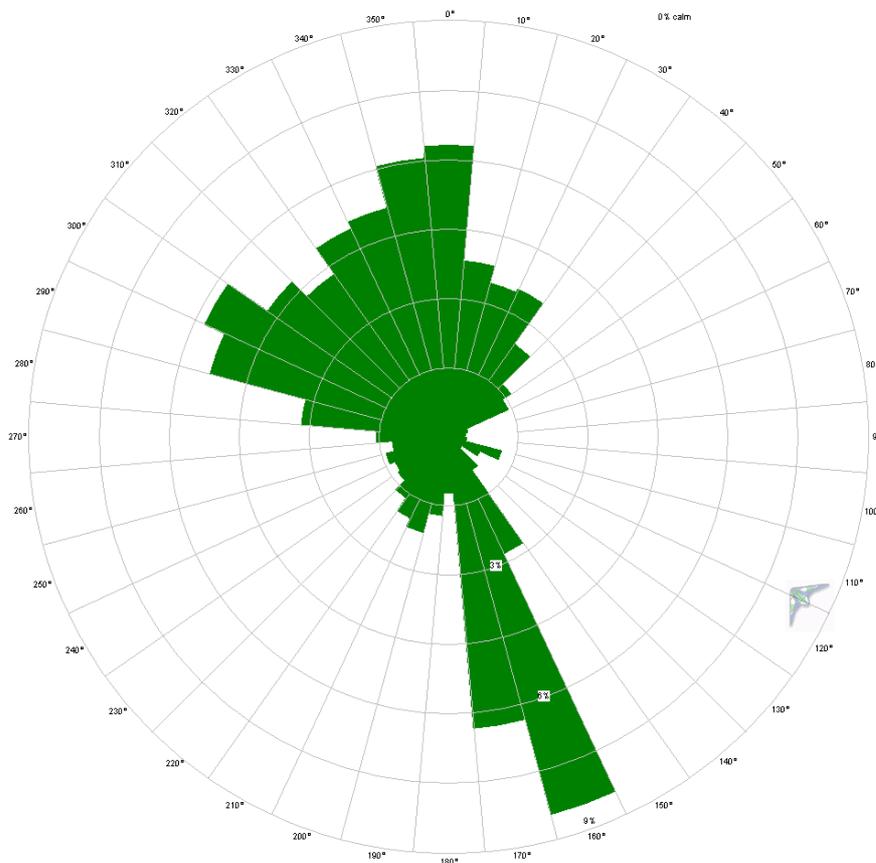
Stazione Pgi08: medie annue

Anno	h=10 m sls		h=30 m sls		h=40 m sls		h=78.5 m sls		h=80 m sls	
	Disponibilità	V _{media} [m/s]								
2003	100%	4.47	100%	5.50	0%	---	0%	---	0%	---
2004	100%	4.17	99%	5.07	0%	---	0%	---	0%	---
2005	65%	4.38	65%	5.09	27%	5.20	0%	---	0%	---
2006	91%	4.58	99%	4.98	99%	5.28	0%	---	0%	---
2007	53%	4.30	45%	5.15	3%	6.59	51%	5.71	51%	5.76
2008	100%	4.22	93%	4.88	0%	---	100%	5.70	93%	5.52
2009	100%	4.19	100%	5.07	0%	---	100%	5.85	92%	5.61
2010	100%	4.42	100%	5.19	0%	---	100%	6.14	88%	5.80
2011	96%	4.04	96%	4.72	0%	---	96%	5.62	88%	5.70
2012	100%	4.62	100%	5.41	0%	---	100%	6.20	100%	6.24
2013	100%	4.49	100%	5.34	0%	---	100%	6.10	100%	6.09
Media	90%	4.34	90%	5.09	13%	5.29	62%	5.91	59%	5.82

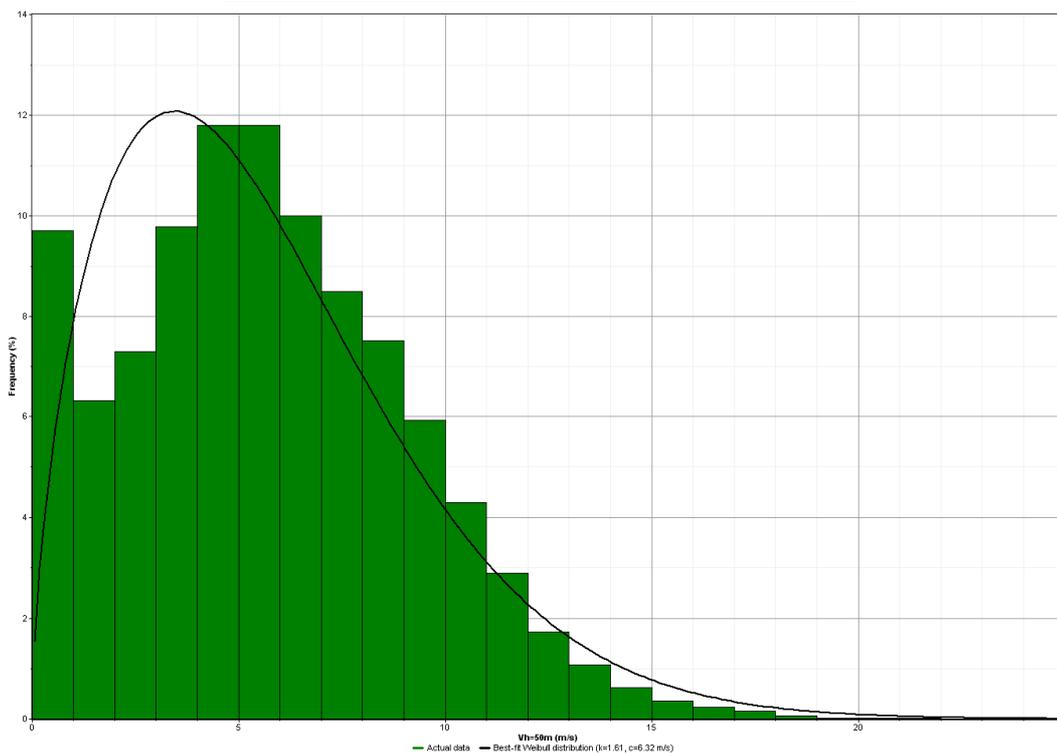
Stazione Pgi09: medie annue

Anno	h=10 m sls		h=30 m sls		h=40 m sls	
	Disponibilità	V _{media} [m/s]	Disponibilità	V _{media} [m/s]	Disponibilità	V _{media} [m/s]
2007	97%	4.33	100%	5.53	100%	5.77
2008	97%	4.08	100%	5.35	100%	5.60
2009	85%	4.25	100%	5.37	100%	5.60
2010	100%	4.23	100%	5.43	100%	5.69
2011	92%	3.98	92%	5.10	92%	5.39
2012	100%	4.41	100%	5.64	97%	5.91
2013	100%	4.37	100%	5.44	100%	5.77
Media	95%	4.23	99%	5.40	98%	5.67

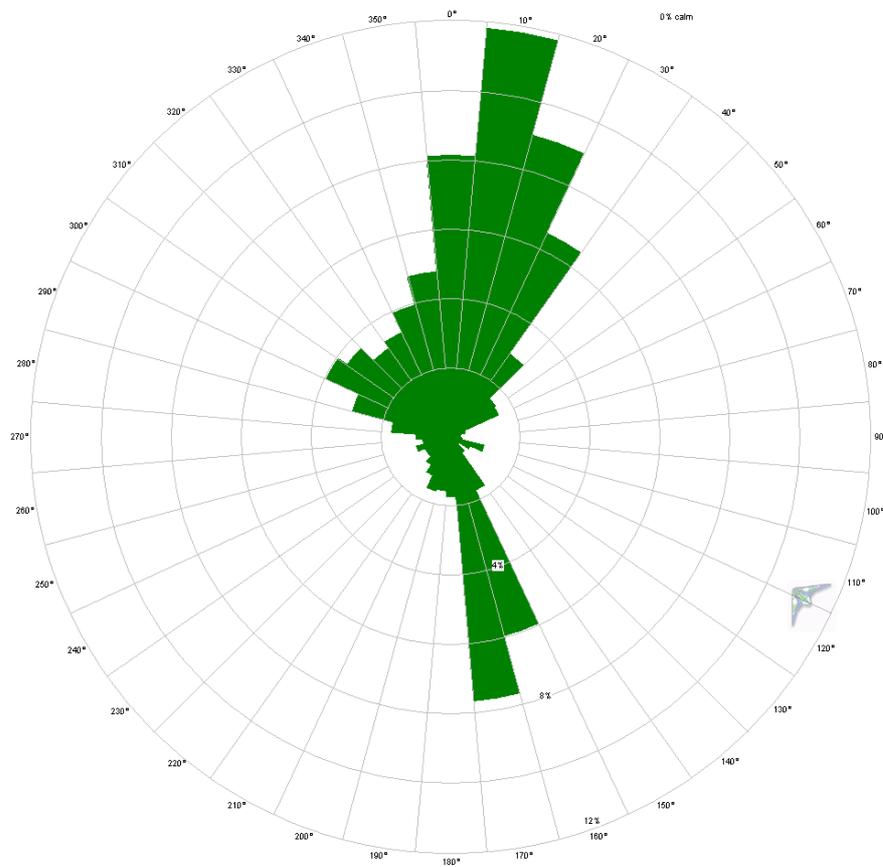
Stazione Pgi04: Rosa dei venti - h= 50 m



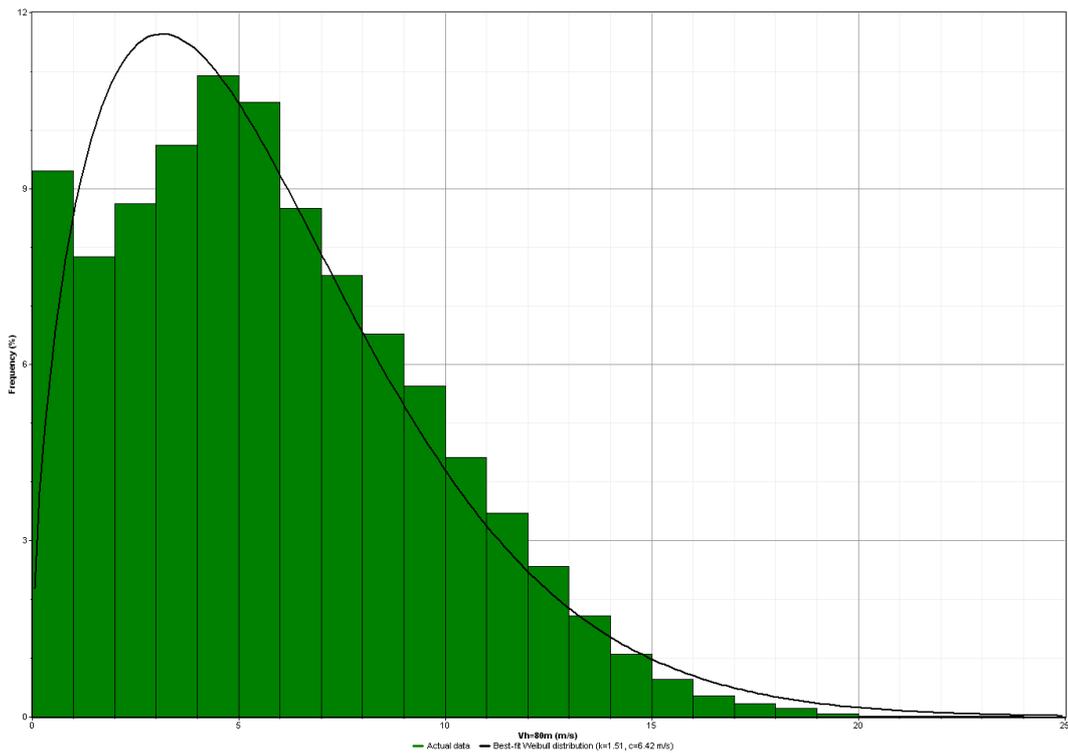
Stazione Pgi04: Curva teorica di Weibull - h=50m



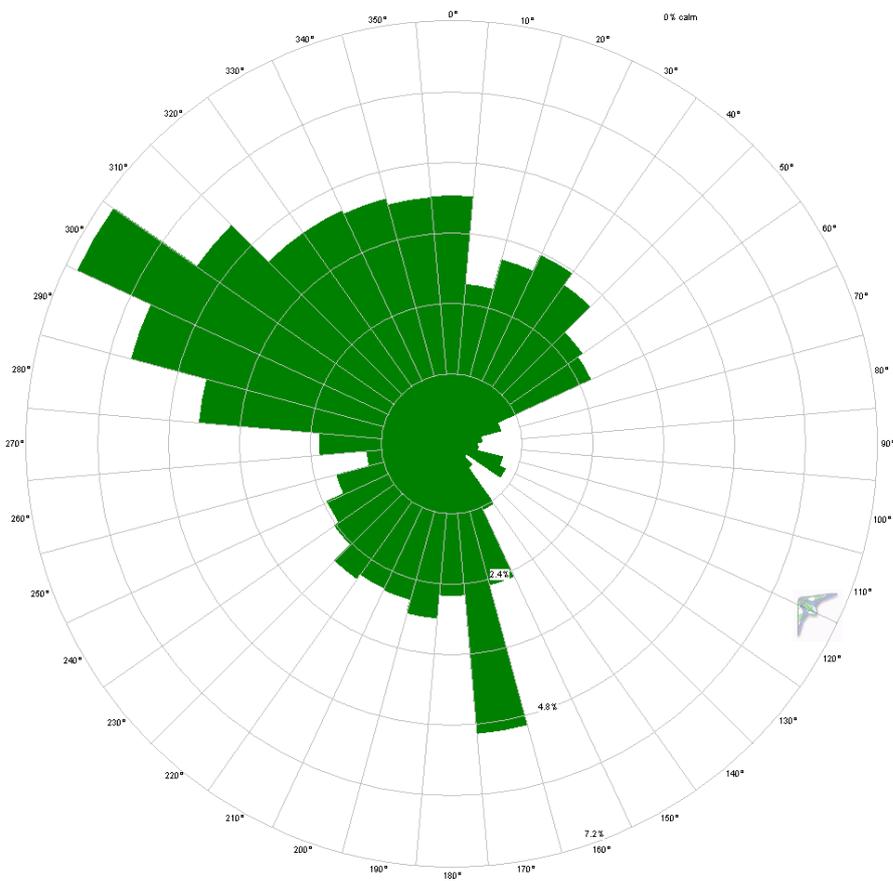
Stazione Pgi08: Rosa dei venti - h= 80 m



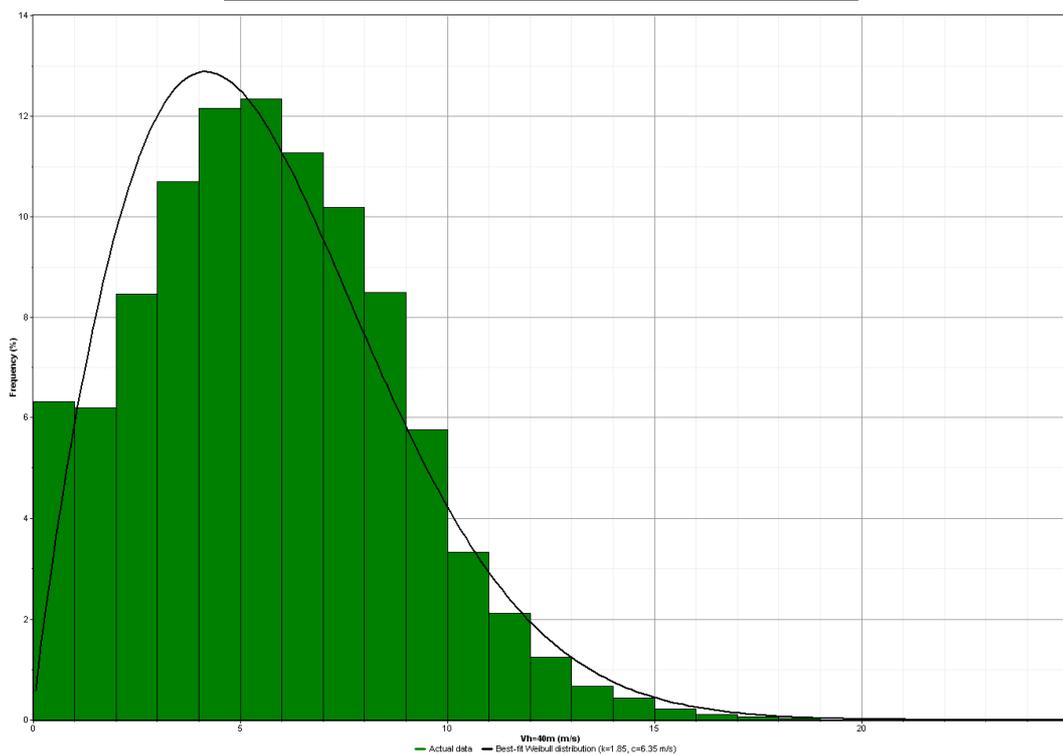
Stazione Pgi08: Curva teorica di Weibull - h=80m



Stazione Pgi09: Rosa dei venti - h= 40 m



Stazione Pgi09: Curva teorica di Weibull - h=40m



3 CENTRALE EOLICA

3.1 Configurazione d'impianto

Il progetto prevede l'installazione di n°16 aerogeneratori Vestas V117-3.3MW.

La disposizione prevista per le turbine è nella tabella sottostante, che riporta le singole posizioni puntuali in coordinate geografiche *UTM*:

Turbina	Comune	UTM – WGS84		Altitudine [m]
		Long. E [m]	Lat. N [m]	
PGI 04	Poggio Imperiale	527208	4630815	50
PGI 08	Poggio Imperiale	528594	4631877	30
PGI 09	Poggio Imperiale	528952	4631804	30
PGI 10	Poggio Imperiale	529302	4631907	24
PGI 11	Poggio Imperiale	533233	4631511	46
PGI 13	Poggio Imperiale	533988	4632052	39
PGI 16	Poggio Imperiale	535845	4631246	41
PGI 19	Poggio Imperiale	534138	4630634	64
PGI 20	Poggio Imperiale	534694	4630923	54
PGI 21	Poggio Imperiale	535087	4630687	56
PGI 22	Poggio Imperiale	533555	4630332	64
PGI 24	Poggio Imperiale	534038	4630036	75
PGI 26	Poggio Imperiale	533427	4629680	82
PGI 27	Poggio Imperiale	533069	4629626	90
PGI 14 B	Poggio Imperiale	526800	4629240	88
PGI 16 B	Poggio Imperiale	525991	4628900	112
				59

Tab. 3.1 – Coordinate geografiche puntuali turbine d'impianto

Per gli aerogeneratori PGI 08, PGI 09, PGI 10, PGI 11, PGI 13 e PGI 24 è previsto un funzionamento in Mode 2 durante il periodo notturno (dalle 22:00 alle 6:00)

3.2 Aerogeneratore Vestas V117-3.3MW

La centrale eolica in progetto sarà realizzata con aerogeneratori modello V117 da 3300 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 117 m e l'altezza mozzo prevista è di 91.5 m sls. L'inizio della produzione avviene per una velocità del vento pari a 3 m/s. Il distacco, o messa in bandiera, per una velocità del vento maggiore di 25 m/s. Le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore sono riassunte di seguito:

Potenza nominale	3300 kW
n° pale	3
Diametro rotore	117 m
Area spazzata	10 751 m ²
Altezza mozzo rotore	91.5 m
Tipologia torre	tubolare
Velocità di rotazione (variabile)	6.2 – 17.7 rpm
Velocità vento di avvio	3.0 m/s
Velocità vento nominale	12.5 m/s
Velocità vento di stacco	25.0 m/s

La curva di potenza elettrica della turbina, disponibile per valori discreti di altitudine, è stata interpolata per una quota di 58 m slm, pari all'altitudine media del futuro impianto.

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 sul rotore in funzione della velocità vento.

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 9*. 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.

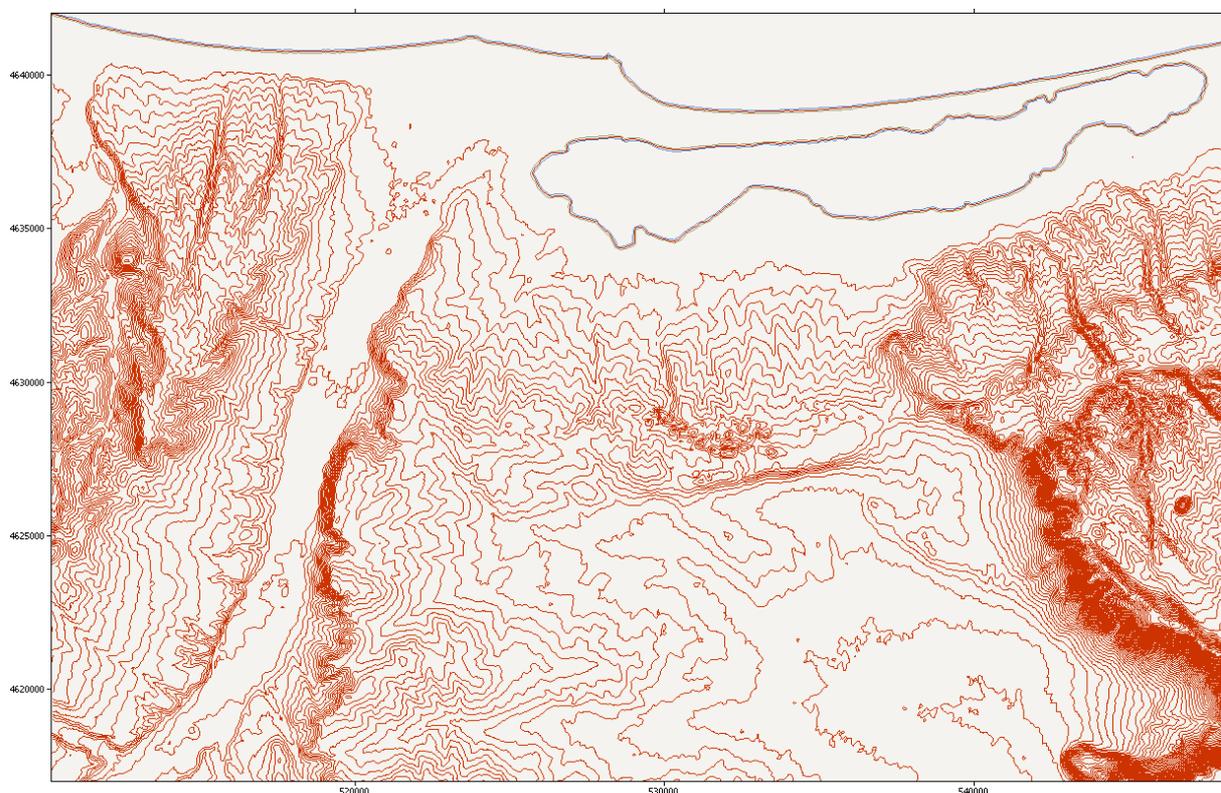


Fig. 4.1 – Modello orografico digitale per simulazione WASP 9

4.2 Risultati dell'analisi anemologica

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle 16 turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni delle tre stazioni anemometriche 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:

$$k = 0.5 / \ln(h_{(\text{mozzo } v_{90})} / z_0)$$

L'osservazione del prospetto sintetico della tabella sottostante evidenzia che l'impianto, secondo la configurazione prevista, attende una producibilità complessiva di **152.615 GWh/anno**, al netto delle perdite per effetto scia aerodinamica pari al 3.5%; tale dato di resa energetica corrisponde a **2890 ore equivalenti medie annue unitarie di funzionamento a potenza nominale**.

Turbina	V _{h mozzo} [m/s]	Resa energetica annua [GWh/anno]		
		Lorda	Netta	Perdite per scia
PGI 04	7.02	11.087	10.848	2.20%
PGI 08	7.09	11.082	10.835	2.28%
PGI 09	7.07	10.998	10.362	6.14%
PGI 10	7.05	10.961	10.665	2.77%
PGI 11	6.34	9.133	8.748	4.41%
PGI 13	6.26	8.983	8.707	3.17%
PGI 16	6.03	8.549	8.484	0.77%
PGI 19	6.34	9.244	8.825	4.76%
PGI 20	6.17	8.874	8.653	2.56%
PGI 21	6.07	8.612	8.282	3.98%
PGI 22	6.34	9.241	8.851	4.41%
PGI 24	6.33	9.079	8.502	6.79%
PGI 26	6.38	9.355	8.980	4.17%
PGI 27	6.44	9.547	9.334	2.28%
PGI 14 B	7.15	11.412	11.066	3.13%
PGI 16 B	7.25	11.704	11.472	2.02%

Totale		157.862	152.615	
Media unitaria	6.58	9.866	9.538	3.49%
Minima	6.03	8.549	8.282	0.77%
Massima	7.25	11.704	11.472	6.79%

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 messa 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	4.0%
Isteresi per elevata velocità vento	0.5%
Lavori di manutenzione sottostazione	0.2%
Ghiaccio e depositi sulle pale	1.0%
Wind Sector Management	0.1%

Tabella 4.2 Fattori di perdita aggiuntivi

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua della centrale eolica in progetto sia pari a **139.635 GWh/anno**, corrispondente a **2645 ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale**.

Marzo 2014

Elaborato da
ing. Alfonso Letizia

