



PROGETTO DI COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 37,2 MWp DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI GARAGUSO (MT) E SAN MAURO FORTE (MT) CON LE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICHE.

RELAZIONE STUDIO ANEMOLOGICO

Rev. 0.0

Data: 27 Febbraio 2023

WIND15-REL006

Committente:

REPSOL SAN MAURO S.r.l.
via Michele Mercati n. 39
00197 Roma

Incaricato:

Queequeg Renewables, ltd
Unit 3.21, 1110 Great West Road
TW80GP London (UK)
Company number: 111780524
email: mail@quenter.co.uk

Il progettista:

Ing. Alessandro Zanini



INDICE

1	Introduzione.....	3
2	Il vento	4
3	Dati anemologici disponibili	6
4	La campagna anemometrica	7
4.1	Stazione Anemometrica AW1	10
4.2	Stazione Anemometrica AW2	13
4.3	Stazione Anemometrica M114.....	16
5	Caratterizzazione anemologica	20
6	Storicizzazione dei dati.....	26
7	Caratteristiche degli aerogeneratori	31
8	Analisi di producibilità della wind farm	34
9	Conclusioni.....	47

1 Introduzione

L'andamento storico e di prospettiva dei costi energetici da fonte eolica, in funzione della velocità media del vento, mostra una significativa riduzione verso valori fortemente competitivi, in particolare per velocità media del vento al mozzo pari o superiori a 5 m/s.

L'andamento del costo energetico relativo ai sistemi eolici è determinato dai miglioramenti nella tecnologia (macchine sempre più affidabili e competitive) resi possibili dagli esiti delle ricerche applicate al settore (es. profili e rendimenti delle pale) e dai volumi della domanda di energia da fonte rinnovabile.

La quantità di energia prodotta dalla turbina è determinata (a) dalla intensità del vento espressa in metri al secondo (m/s), (b) dal diametro del rotore e (c) dalla potenza nominale del generatore elettrico.

L'interesse crescente negli impianti da fonte rinnovabile emerge dalla deregolamentazione del mercato dell'energia che conduce a un sistema di generazione diffusa, in alternativa alla generazione centralizzata e nazionalizzata. Il concetto di "generazione diffusa" è quanto di più adeguato alle esigenze che i Paesi europei si trovano a dover soddisfare:

- uso efficiente delle risorse;
- flessibilità/autonomia/autosufficienza/sicurezza del sistema energetico;
- rispetto dell'ambiente (protocollo di Kyoto sulla riduzione delle emissioni climalteranti).

La diffusione di impianti sul territorio può ridurre i flussi di potenza dalle centrali verso le utenze periferiche, con ulteriori vantaggi dovuti alle minori perdite sulle linee e al contenimento di ulteriori elettrodotti e grandi centrali.

In conclusione, è possibile definire nuovi modelli tecnologici della distribuzione dell'energia elettrica, producendo energia da fonte rinnovabile nello stesso luogo dove viene consumata, con riduzione notevole dei costi sociali e ambientali dovuti al trasporto dell'energia con elettrodotto e al consumo di energia da fonte fossile.

La presente relazione riguarda la caratterizzazione della producibilità di un impianto eolico in agro del comune di **GARAGUSO (MT)**.

2 Il vento

Il vento è il movimento di masse di aria, rispetto alla superficie terrestre, generato dalle differenze di densità fra zone diverse. E' indubbio infatti che, un corpo di densità minore o "più leggero", per il principio di Archimede, tenda a galleggiare qualora immerso in un fluido dalla densità più elevata.

Questo effetto, che appare evidente se associato ad un pezzo di legno immerso in acqua, va pensato anche tra fluidi, ne è un esempio evidente il moto ascensionale del fumo di una sigaretta. Le differenze di densità vengono generate da differenze di temperatura tra masse d'aria contigue, le masse più calde hanno infatti densità minore e il loro moto ascensionale crea delle zone di bassa pressione che "aspirano" aria dalle zone circostanti a pressione maggiore.

Questo fenomeno può avvenire su più scale di spazio e tempo e il riscaldamento differenziale delle masse di aria può avere cause diverse, come la differente insolazione, la differente riflessività del suolo o la differente capacità termica del suolo. Su scala di spazio locale un esempio tipico è quello della brezza marina: di giorno, per via della minore capacità termica, la radiazione solare riscalda più rapidamente le terre emerse rispetto al mare, e questo porta, per i principi fisici già discussi, ad un flusso d'aria dal mare verso la terra, mentre di notte il verso si inverte poiché la terra si raffredda più rapidamente.

Questi effetti termici possono anche essere pensati su scala planetaria, fra continenti ed oceani, oppure fra zone a diverse latitudini (pertanto caratterizzate da un livello di irraggiamento differente nell'arco della giornata) e/o a diverse longitudini (pertanto caratterizzate da un medesimo livello di irraggiamento ma in tempi diversi).

Qualora si ragionasse su scala globale diventano inoltre rilevanti gli effetti della rotazione terrestre, pertanto il flusso d'aria non segue la direzione che congiunge le zone di alta pressione a quelle di bassa pressione, come sarebbe istintivo pensare, ma viene deviato dall'accelerazione di Coriolis.

Questo effetto è tanto più rilevante quanto più ci si avvicina all'equatore, essendo maggiore la distanza dall'asse di rotazione, e porta alla formazione locale di vortici di vento che sono orari nell'emisfero Nord (anticicloni) ed antiorari nell'emisfero Sud (cicloni).

Gli effetti descritti dimostrano la complessità del problema, che assume dimensioni ancora maggiori introducendo altre variabili significative come le condizioni meteorologiche e quelle orografiche.

La complessità dei fenomeni all'origine del vento porta inevitabilmente ad affermare che ogni previsione di dettaglio della ventosità, e dunque del potenziale energetico di un sito, debba essere sempre e comunque basata su almeno un rilievo anemometrico in campo, mentre, alle previsioni ottenute con l'utilizzo di modelli fluidodinamici di simulazione su macroscale, va riconosciuto soltanto valore indicativo ai fini di uno screening dei potenziali siti eolici.

3 Dati anemologici disponibili

Le stime seguenti sono state effettuate utilizzando i dati in tabella.

denominazione	Stazione	Ubicazione	Disponibilità dei dati
Stazione AW1	Stazione anemometrica in sito - misurazione velocità e direzione a 30, 40 e 50m sul livello del terreno (slt)	Coordinate GPS: 41°04'13.16"N 15°33'12.65"E	Dal 20/11/2009 Al 13/12/2012
Stazione AW2	Stazione anemometrica in sito - misurazione velocità e direzione a 20, 30, 40 e 50m sul livello del terreno (slt)	Coordinate GPS: 41°01'45.31"N 15°41'57.81"E	Dal 16/11/2009 Al 31/07/2010
Stazione M114	Stazione anemometrica in sito - misurazione velocità a 20, 40 e 50m e direzioni a 40 e 50m sul livello del terreno (slt)	Coordinate GPS: 41°03'57.13"N 15°33'54.72"E	Dal 16/10/2008 Al 06/10/2009

Tabella n.1 - dati anemometrici disponibili

4 La campagna anemometrica

La campagna anemometrica, oltre ad essere necessaria per la determinazione dell'AEP – Annual Energy Production, ovvero la produzione di energia attesa da un aerogeneratore, è inoltre indispensabile a rendere il progetto finanziabile e per questo è assolutamente necessaria una correttezza anche formale nell'installazione degli apparati di misura.

Le prescrizioni per una corretta campagna anemometrica sono rese nella norma italiana CEI 88-5, che non è altro che la copia identica della norma internazionale IEC 61400-12-1, e sono quelle utilizzate nella conduzione delle indagini in campo.



Sensore **NRG #40C**

La norma IEC 61400-12-1 prevede (punto 6.2) che la misura della velocità del vento venga effettuata con un anemometro a coppe, l'apparecchio deve essere munito di certificati di calibrazione e deve essere ricalibrato al termine della campagna di misura: la ri-calibrazione dell'apparecchio deve dimostrare che l'errore di misura non deve essere superiore a ± 0.1 m/s nel range 6-12 m/s. Un'alternativa alla ricalibrazione è costituita dall'utilizzo di sensori garantiti al mantenimento della taratura nell'arco

della campagna di rilievo.

Per la misura della direzione del vento è necessario l'utilizzo di sensori a banderuola, i quali a loro volta devono essere muniti di certificati di taratura, ed inoltre l'incertezza totale, dovuta alla calibrazione ed al montaggio non deve superare i 5°.

La sensoristica deve essere avere risoluzione almeno pari ad 1 Hz (un rilievo al secondo), mentre la centralina di acquisizione deve essere in grado di pre-processare statisticamente i dati e memorizzare ogni 10 minuti di acquisizione i seguenti parametri:

- valore medio della velocità;
- valore massimo della velocità;
- valore minimo della velocità;
- deviazione standard sulla velocità;
- risultante delle direzioni (valore angolare);

In particolare il valore medio della velocità nei dieci minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina in tale intervallo di tempo, mentre il valore angolare della risultante delle direzioni (ovvero la risultante della somma vettoriale dei vettori velocità) sarà l'identificativo della direzione del vento.

La sensoristica andrebbe prevista alla medesima altezza dell'hub dell'aerogeneratore che si intende installare, qualora questo non fosse possibile è necessario installare più sensori ad altezze diverse sulla stessa torre di sostegno, in modo da ricavare i valori di velocità all'hub per interpolazione logaritmica o con modelli numerici più complessi.

La definizione del regime anemometrico dell'area si basa su dati anemometrici acquisiti attraverso n. 4 stazioni anemometriche con sensoristica NRG Systems (corredata di certificati di calibrazione) ad altezze tra i 20 e 50 metri slt.

Le torri di misura sono composte da tre o quattro sensori di velocità modello NRG-Systems – NRG#40C, due sensori di direzione modello NRG-Systems – NRG#200P ed una centralina di elaborazione modello NOMAD2.



Figura n.1 - Installazione Anemometro



Figura n.2 - Istallazione Anemometro



Figura n.3 - Istallazione Anemometro

I dati acquisiti sono accessibili mediante software dedicato che consente di decodificare i dati binari e produrre delle tabelle Excel riportanti su ciascuna riga i valori relativi a 10 minuti di acquisizione per i seguenti parametri necessari ai fini dei calcoli successivi:

- valore medio della velocità;
- risultante delle direzioni (valore angolare);

Il valore medio nei 10 minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina, i risultati della campagna dimostrano, come lecito aspettarsi, che i valori di velocità rilevati ad altezze superiori sono sempre superiori a quelli rilevati a quelle inferiori.

4.1 Stazione Anemometrica AW1

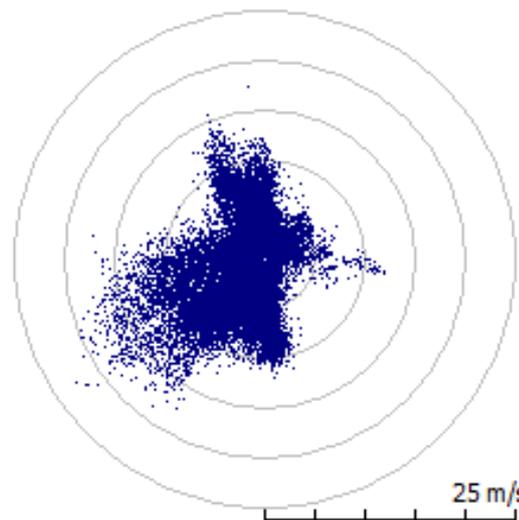


Figura n.4 - Velocità e direzione del vento rilevate a 50m s.l.t.

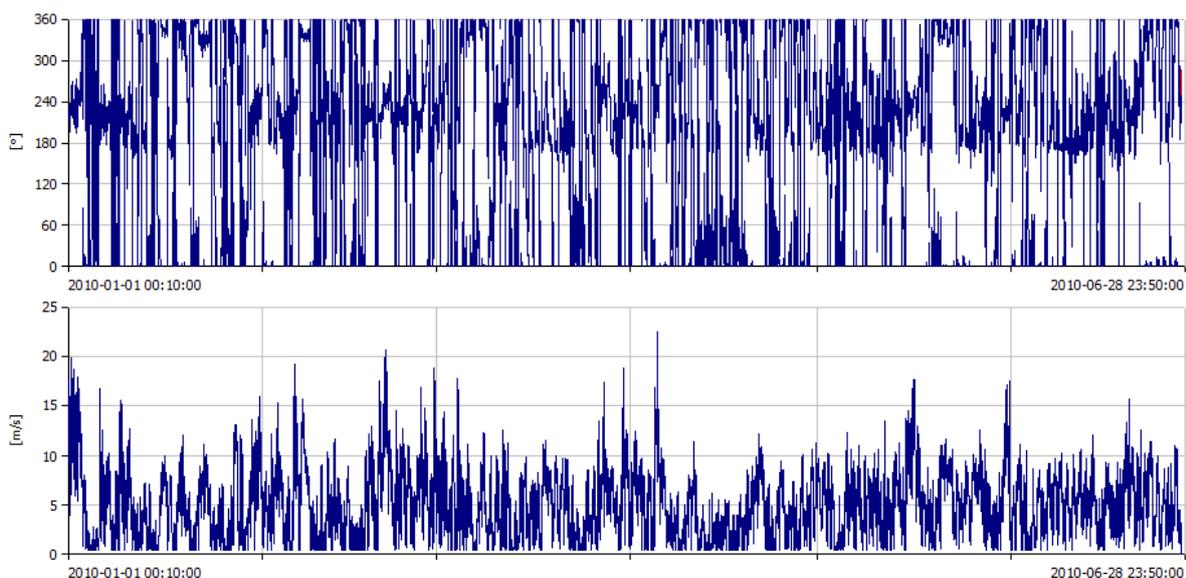
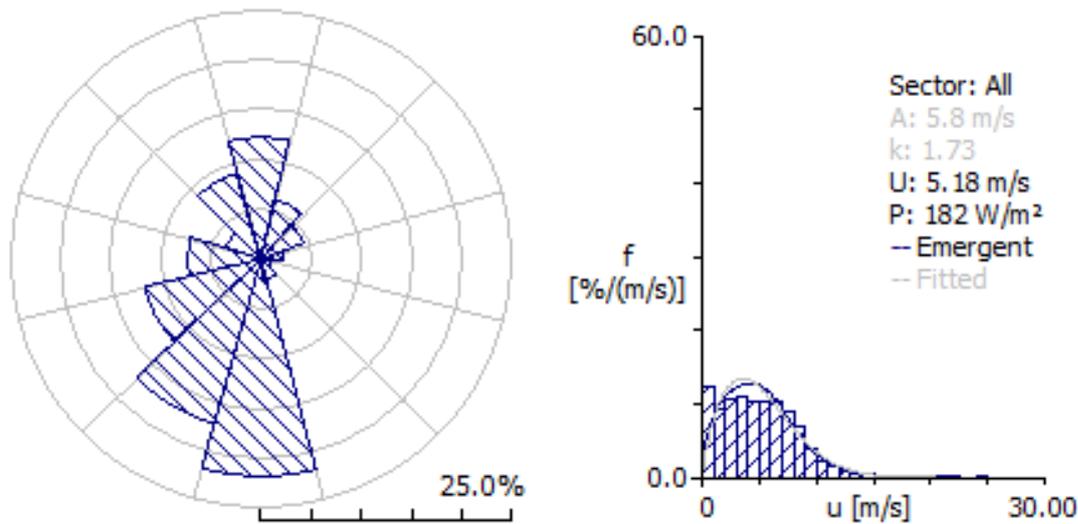


Figura n.5 Direzione e velocità del vento a 50m s.l.t.



Mean speed	4.96 m/s
Power density¹	181 W/m ²
Calme (vel. below 0.3m/s)	0 %
Disponibilità	100%

Figura n.6 - Dati Anemometro – sensore a 50 m: Rosa delle direzioni e distribuzione velocità

Caratteristiche ventosità sito - Sensore a 50 m s.l.t.

	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A[m/s]	5.7	2.5	2.9	3.4	1.4	3.0	6.3	6.2	7.9	6.6	3.3	7.3
k	2.09	1.69	1.59	1.32	0.92	1.23	2.97	1.79	1.76	1.91	1.53	2.58
U [m/s]	5.04	2.21	2.56	3.17	1.48	2.76	5.64	5.49	7.07	5.83	2.99	6.45
P [W/m²]	135	14	24	61	14	46	146	205	446	228	40	238
f %	12.2	6.1	4.5	2.3	1.1	2.3	21.9	17.3	12.1	7.5	3.8	8.8

Distribuzione velocità nei diversi settori - Sensore a 50 m s.l.t.

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	113	261	268	297	540	302	46	65	80	140	247	105	122
2.0	80	247	177	121	218	180	46	77	80	89	170	62	94
3.0	90	240	218	148	98	156	73	106	84	92	155	52	106
4.0	118	157	158	137	52	111	115	121	72	68	149	62	109

¹ Per la definizione della densità di potenza ed approfondimenti si veda “Sistemi Eolici: progettazione e valutazione economica”, A. Caffarelli, G. de Simone, M. Stizza, A. D’Amato, V. Vergelli, Maggioli Editore 2009.

5.0	131	58	88	96	35	91	127	126	67	76	100	84	103
6.0	118	24	50	72	27	45	150	124	79	87	84	91	103
7.0	116	7	31	56	18	35	155	107	87	109	52	124	102
8.0	97	3	10	18	7	41	141	88	91	89	26	133	90
9.0	71	1	0	20	2	22	91	68	85	81	13	109	68
10.0	32	0	0	12	2	13	41	45	69	57	3	70	40
11.0	17	0	0	7	2	5	12	27	52	44	2	41	23
12.0	10	0	0	13	0	0	2	15	35	28	1	34	14
13.0	5	0	0	2	0	0	0	8	28	16	0	18	8
14.0	2	0	0	0	0	0	0	8	22	9	0	9	6
15.0	0	0	0	0	0	0	0	5	17	6	0	3	4
16.0	0	0	0	0	0	0	0	5	16	4	0	1	3
17.0	0	0	0	0	0	0	0	2	12	4	0	0	2
18.0	0	0	0	0	0	0	0	1	9	1	0	0	1
19.0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	0	1
20.0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	0	1
21.0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0
22.0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.2 Stazione Anemometrica AW2

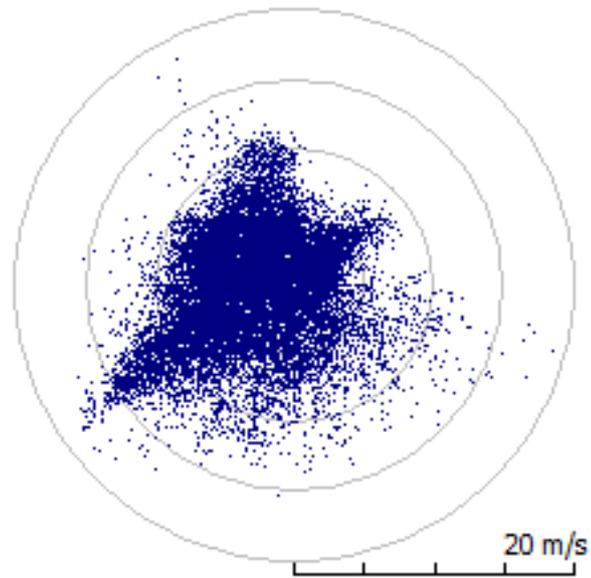


Figura n.7 - Velocità e direzione del vento rilevate a 50m s.l.t.

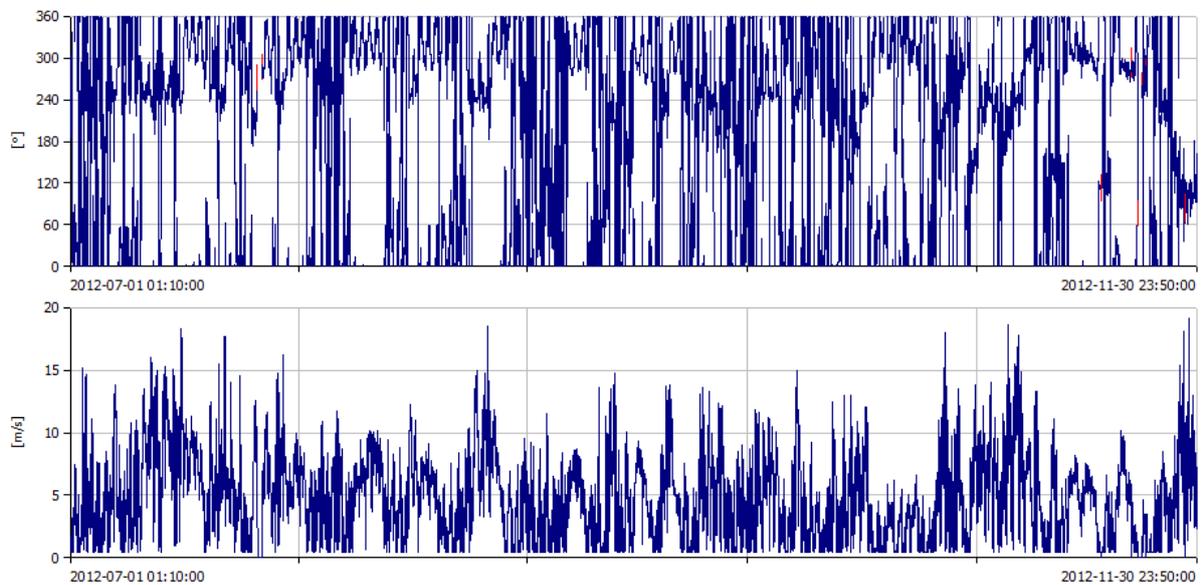
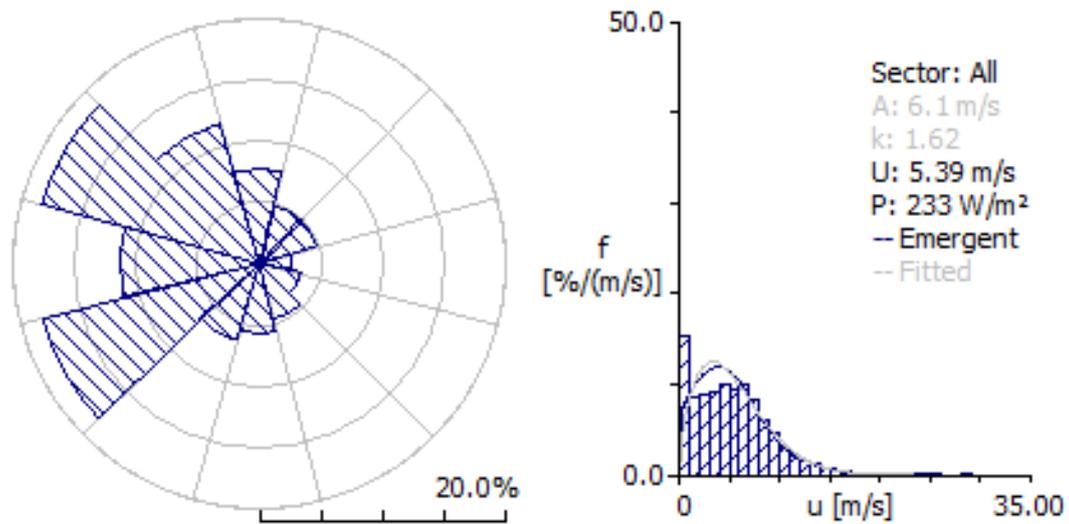


Figura n.8 - Direzione e velocità del vento a 50m s.l.t.



Mean speed	5.2 m/s
Power density²	232 W/m ²
Calme (vel. below 0.3m/s)	0 %
Disponibilità	100%

Figura n.9 - Dati Anemometro – sensore a 50 m: Rosa delle direzioni e distribuzione velocità

Caratteristiche ventosità sito - Sensore a 50 m s.l.t.

	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A[m/s]	4.2	2.3	2.7	1.7	3.6	4.6	5.6	6.2	10.0	6.3	6.1	6.1
k	1.34	1.24	1.35	0.80	1.17	1.59	1.94	1.73	2.25	2.07	2.66	1.94
U [m/s]	3.90	2.13	2.50	1.90	3.40	4.11	4.92	5.50	8.85	5.57	5.43	5.38
P [W/m²]	111	21	29	45	95	100	136	215	682	183	139	176
f %	7.7	5.0	4.8	2.6	3.4	4.6	5.7	6.5	18.1	11.3	18.4	11.9

Distribuzione velocità nei diversi settori - Sensore a 50 m s.l.t.

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	246	373	323	465	306	160	112	113	48	100	89	160	152
2.0	124	209	183	222	143	126	90	76	24	54	50	77	84
3.0	114	143	164	130	119	142	113	94	29	82	75	79	88
4.0	116	115	112	73	96	125	110	105	40	109	104	83	93

² Per la definizione della densità di potenza ed approfondimenti si veda “Sistemi Eolici: progettazione e valutazione economica”, A. Caffarelli, G. de Simone, M. Stizza, A. D’Amato, V. Vergelli, Maggioli Editore 2009.

5.0	93	76	90	30	75	113	129	112	56	123	133	101	99
6.0	64	43	64	20	61	104	112	114	72	119	136	99	94
7.0	53	28	35	6	55	80	110	107	91	130	160	100	98
8.0	60	10	22	13	46	54	84	72	92	97	119	108	83
9.0	48	2	7	12	42	36	61	48	96	70	70	68	60
10.0	42	0	0	9	22	23	41	46	87	48	43	52	46
11.0	25	0	0	9	16	20	15	38	74	25	15	37	30
12.0	11	0	0	4	7	12	11	32	77	14	3	17	23
13.0	3	0	0	3	4	3	7	19	63	11	2	11	17
14.0	1	0	0	1	2	1	4	10	50	8	1	5	12
15.0	0	0	0	1	3	0	0	5	38	5	0	2	8
16.0	0	0	0	0	2	0	0	5	20	2	0	0	4
17.0	0	0	0	0	0	0	0	4	11	1	0	0	2
18.0	0	0	0	2	0	0	0	1	9	0	0	0	2
19.0	0	0	0	0	1	0	0	0	6	0	0	0	1
20.0	0	0	0	1	0	0	0	0	5	0	0	0	1
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	1
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.3 Stazione Anemometrica M114

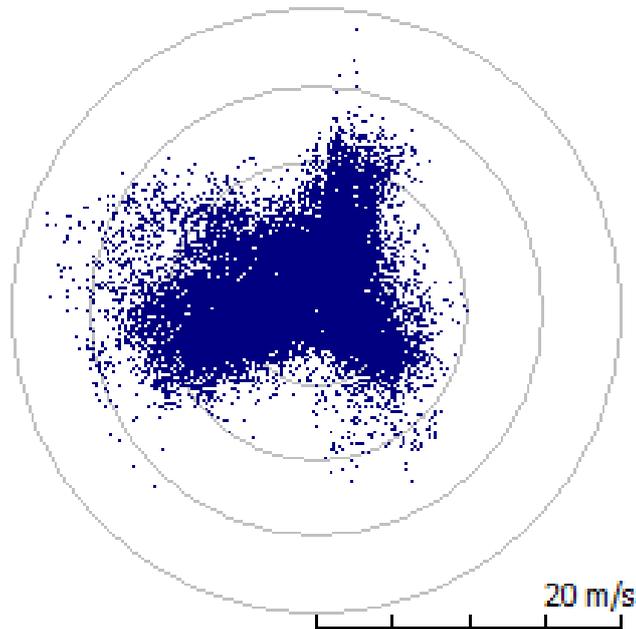


Figura 10 - Velocità e direzione del vento rilevate a 50m s.l.t.

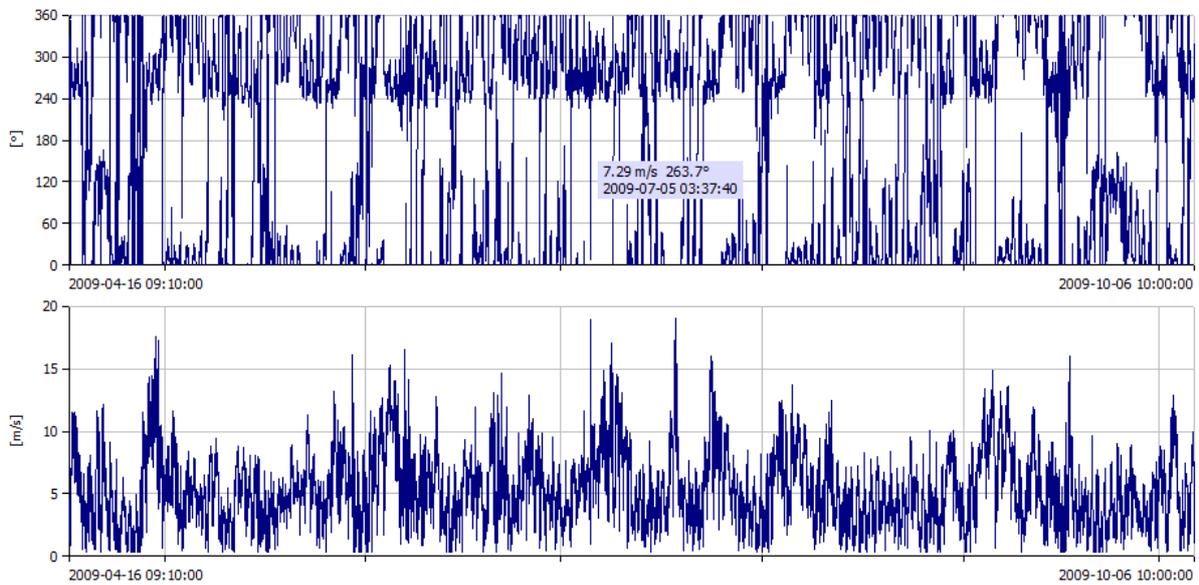
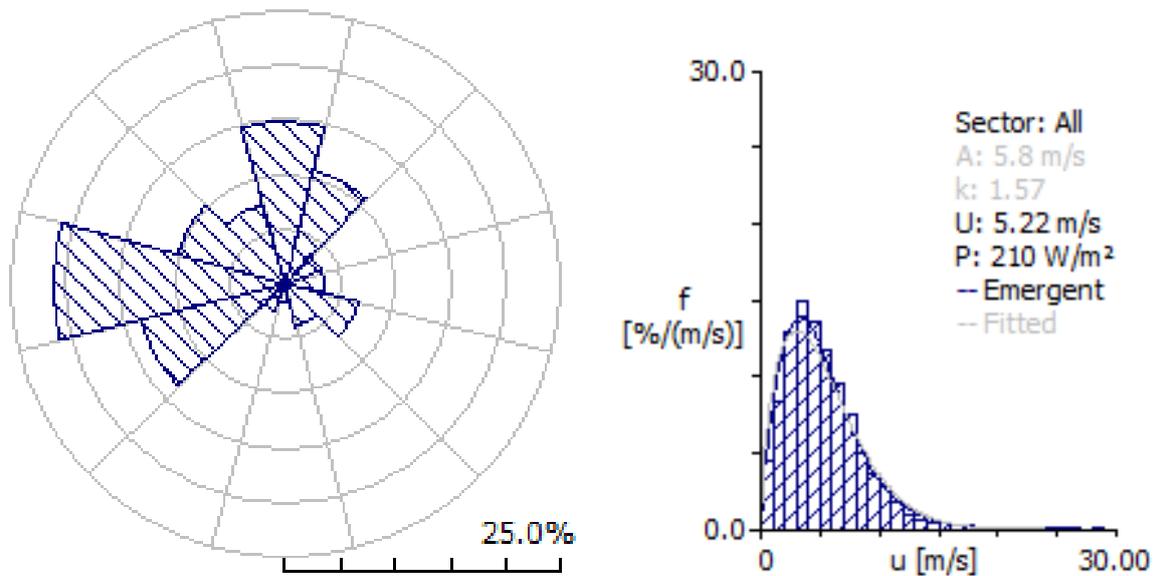


Figura 11- Direzione e velocità del vento a 50m s.l.t.



Mean speed	5.26 m/s
Power density³	209 W/m ²
Calme (vel. below 0.3m/s)	0 %
Disponibilità	100%

Figura 12 - Dati Anemometro – sensore a 50 m: Rosa delle direzioni e distribuzione velocità

Caratteristiche ventosità sito - Sensore a 50 m s.l.t.

	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A[m/s]	5.8	5.9	3.7	3.7	4.6	4.1	3.6	4.1	6.7	7.7	5.7	4.5
k	1.83	2.16	2.20	1.87	2.10	1.44	1.41	1.60	2.07	1.66	1.37	1.77
U [m/s]	5.16	5.25	3.27	3.31	4.07	3.71	3.27	3.64	5.97	6.88	5.22	3.97
P [W/m²]	166	148	35	43	71	84	60	69	226	443	257	78
f %	14.9	10.7	3.6	3.6	6.8	3.9	1.6	2.6	13.5	21.0	10.2	7.7

Distribuzione velocità nei diversi settori - Sensore a 50 m s.l.t.

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	34	33	77	71	62	90	142	98	27	20	54	71	45
2.0	69	64	141	149	111	159	209	148	48	41	110	122	84
3.0	110	109	250	255	173	203	199	194	67	75	160	185	129

³ Per la definizione della densità di potenza ed approfondimenti si veda “Sistemi Eolici: progettazione e valutazione economica”, A. Caffarelli, G. de Simone, M. Stizza, A. D’Amato, V. Vergelli, Maggioli Editore 2009.

4.0	157	143	257	241	181	176	128	199	120	105	136	184	149
5.0	164	147	144	135	149	110	116	124	139	114	111	154	135
6.0	124	163	81	58	141	85	69	84	145	112	82	116	117
7.0	104	121	26	45	96	60	52	61	135	107	76	64	96
8.0	77	75	19	30	51	39	29	38	110	101	73	45	75
9.0	57	43	6	6	21	27	24	21	76	73	57	29	51
10.0	47	46	0	6	10	18	19	17	49	52	41	15	37
11.0	30	32	0	2	5	19	9	13	31	54	21	8	28
12.0	13	15	0	1	0	9	3	1	26	39	17	3	18
13.0	5	8	0	0	0	3	0	0	7	26	19	1	10
14.0	2	2	0	0	0	1	0	1	4	18	17	0	7
15.0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	14	11	0	5
16.0	2	0	0	0	0	0	0	1	5	12	4	1	4
17.0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	8	3	0	3
18.0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	8	2	0	2
19.0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	5	1	0	1
20.0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	1
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1	0	1
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
27.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tale analisi consente inoltre di qualificare la classe di ventosità secondo le definizioni riportate nell'European Wind Atlas⁴, per il caso in esame è possibile affermare che il sito di installazione della macchina è di classe 2.

⁴ I Troen and E L Petersen, "European Wind Atlas", Risø National Laboratory, Denmark, 1989

Classes of Wind Power Density

Wind Power Class	30 m (98 ft)		50 m (164 ft)	
	Wind Power Density (W/m ²)	Wind Speed m/s (mph)	Wind Power Density (W/m ²)	Wind Speed m/s (mph)
1	≤160	≤5.1 (11.4)	≤200	≤5.6 (12.5)
2	≤240	≤5.9 (13.2)	≤300	≤6.4 (14.3)
3	≤320	≤6.5 (14.6)	≤400	≤7.0 (15.7)
4	≤400	≤7.0 (15.7)	≤500	≤7.5 (16.8)
5	≤480	≤7.4 (16.6)	≤600	≤8.0 (17.9)
6	≤640	≤8.2 (18.3)	≤800	≤8.8 (19.7)
7	≤1600	≤11.0 (24.7)	≤2000	≤11.9 (26.6)

Tabella n.2 - Classi di ventosità secondo il Wind Atlas

5 Caratterizzazione anemologica

L'energia prodotta da un aerogeneratore può essere determinata note che siano la frequenza ore-vento $f(v_i)$ alla quota di installazione dell'aerogeneratore e la curva di potenza erogata dall'aerogeneratore $P(v_i)$ determinando l'AEP (Annual Expected Production) come:

$$AEP = \sum_i f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot 8764$$

La curva di frequenza ore-vento in corrispondenza della quota di installazione dell'aerogeneratore, necessaria alla determinazione dell'AEP è strettamente legata al concetto di probabilità del vento.

Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande di ampiezza (tipicamente 0.5 – 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione T .

Dal punto di vista matematico la probabilità che il vento spiri ad una velocità compresa tra una velocità minima v_{min} ed una velocità massima v_{max} è data da:

$$f_{v_{min} < v < v_{max}} = \frac{N_i}{N}$$

Dove N_i è il numero di osservazioni in cui la velocità misurata risulta compresa nell'intervallo fra la velocità minima v_{min} e la velocità massima v_{max} ed N è il numero totale di rilievi.

La distribuzione così ricavata ha le seguenti proprietà:

$$\sum_i f_i = 1 \quad ; \quad v_{med} \cong \sum_i (f_i v_i)$$

Dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$:

$$v_i = \left(\frac{v_{max} + v_{min}}{2} \right)_i$$

Da un punto di vista concettuale le formule esprimono che la somma delle probabilità è pari ad 1 (la probabilità che il vento abbia velocità compresa tra 0 m/s e infinito è pari al 100 %), mentre la velocità media può essere stimata con buona precisione sommando i valori centrali di velocità utilizzati per il campionamento, pesati rispetto alle probabilità caratteristiche di ciascun intervallo.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento, quello attualmente utilizzato è il modello a due parametri di Weibull.

Utilizzando un intervallo di campionamento pari ad 1 m/s, la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell'intervallo è data da:

$$f_i = \frac{k}{c} \left(\frac{v_i}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c} \right)^k}$$

dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c è il parametro di scala (m/s) che è strettamente legato alla velocità media della distribuzione.

Data la velocità media della distribuzione che si vuole calcolare, c può essere ricavato come:

$$c = \frac{v_{med}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Dove Γ (gamma) è un operatore che corrisponde all'integrale standard (non risolvibile in forma chiusa ma solo numericamente) della funzione gamma:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy$$

L'utilizzo delle relazioni matematiche descritte consente la determinazione delle curve di frequenza ore-vento con il modello di Weibull - la curva di frequenza ore-vento consentirà il calcolo dell'AEP per qualunque aerogeneratore vorrà essere installato in sito.

L'analisi sin qui condotta fa riferimento all'elaborazione e alla simulazione delle curve di frequenza ore-vento per una fissata altezza rispetto al piano del terreno, tipicamente quella a cui sono disponibili i dati anemometrici.

Un'altra questione di rilevante importanza è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto *strato limite* dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo.

L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce. A grande distanza dal terreno (>2000 m) l'effetto del suolo è trascurabile e la velocità del vento dipende soltanto dalle condizioni meteorologiche, mentre alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20 – 100 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore *scabrezza*.

Questo effetto è descritto alla figura successiva: ipotizzando che la velocità del vento oltre i 500 metri sul livello del terreno non risenta delle condizioni orografiche e di scabrezza del territorio, premesso che la velocità al terreno deve essere nulla (condizione di "no slip"), l'intensità del vento nella zona centrale del profilo di velocità è diversa in funzione della scabrezza del territorio, ed in particolare è minore per territori maggiormente frastagliati (con presenza di alberi, edifici, grattacieli, ecc.) .

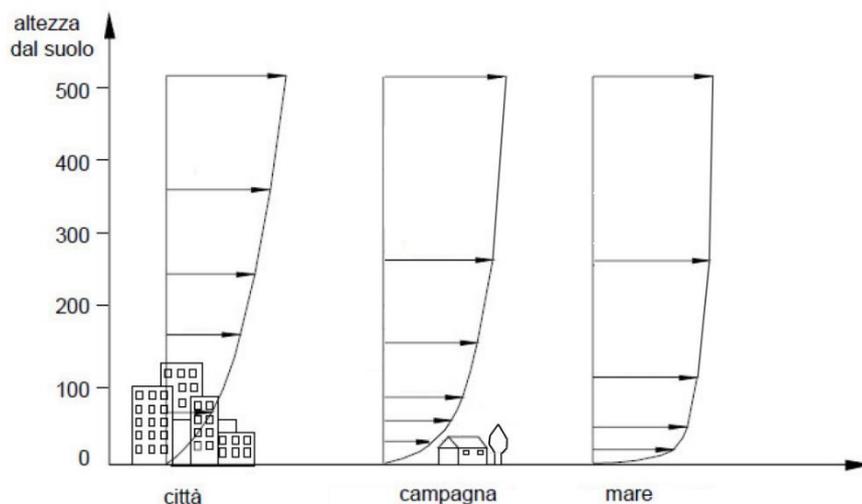


Figura n.13 - Profilo di velocità per differenti tipologie di terreno

Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità ed accuratezza. Uno dei modelli più utilizzati è quello logaritmico, che deriva dalla teoria dello strato limite per il caso di flusso su lastra piana, descritto per la prima volta da Prandtl nel 1904.

Tale modello consente la determinazione della velocità del vento alla i -esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il coefficiente di scabrezza m :

$$v_i = v_0 \frac{\ln\left(\frac{z_i}{m}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{m}\right)}$$

I valori del coefficiente di scabrezza m possono essere desunti con buona accuratezza effettuando dei rilievi di velocità del vento a varie quote (almeno due), ricavando il valore di m dalla manipolazione dell'equazione precedente. In particolare nell'ipotesi in cui vengano effettuati due rilievi alla quota z_0 ed alla quota z_1 , risulta:

$$m = e^{\frac{v_1 \ln(z_0) - v_0 \ln(z_1)}{v_1 - v_0}}$$

Dove v_0 e v_1 , sono le velocità medie alle rispettive quote.

Va sottolineato che l'orografia e la scabrezza del territorio potrebbero essere differenti in funzione della direzione da cui proviene il vento, in tal caso l'analisi deve essere condotta indipendentemente per ciascun settore, e questo porta a dover considerare per il settore i -esimo le velocità medie v_0 e v_1 del settore specifico.

Talvolta in alternativa al profilo logaritmico viene utilizzata la legge di potenza (sperimentale), che allo stesso modo consente la determinazione della velocità del vento alla i -esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il parametro di rugosità α :

$$v_i = v_0 \left(\frac{z_i}{z_0} \right)^\alpha$$

Analogamente a quanto visto in precedenza, qualora si disponga dei rilievi di velocità del vento per due quote differenti, si può ricavare il parametro di rugosità α come:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{u_0}{u_1}\right)}{\log\left(\frac{z_0}{z_1}\right)}$$

Non ci sono prescrizioni particolari circa l'utilizzo della legge logaritmica o l'utilizzo della legge di potenza, in via del tutto generale si riscontra un maggiore utilizzo della correlazione logaritmica in Europa, al contrario degli USA ove trova maggiore diffusione la legge di potenza.

La determinazione della producibilità ed il progetto del layout di impianti eolici costituiti da più aerogeneratori presenta delle complessità aggiuntive rispetto al caso di un singolo aerogeneratore, infatti si rende necessario traslare i dati anemometrici non solo a diversa quota sul livello del terreno ma anche per le diverse posizioni spaziali degli aerogeneratori.

A nulla serve, come anche qualcuno ha proposto, installare una stazione anemometrica in corrispondenza dell'ubicazione di ciascun aerogeneratore, poiché la presenza degli aerogeneratori introduce delle perturbazioni ai campi di moto misurati "ante operam" con gli strumenti di misura già descritti.

Da questo la necessità di utilizzare modelli numerici di dettaglio per simulare gli effetti di mutua interazione tra aerogeneratori vicini. La presenza degli aerogeneratori comporta inoltre un aumento dei valori di turbolenza locali. I flussi di vento, a causa dell'elevato valore del numero di Reynolds (tipicamente gli aerogeneratori operano in regimi in cui $Re \gg 100.000$) sono sempre turbolenti.

La turbolenza è causata da un valore di viscosità del fluido (aria) che non è sufficientemente elevato da sopprimere le instabilità del campo di moto dovute ai disturbi. I fenomeni tipici attraverso i quali si manifesta la turbolenza sono:

- la presenza di perturbazioni del campo di moto e di tutte le grandezze fluidodinamiche per effetto di componenti fluttuanti sovrapposte al campo medio;
- una notevole sensibilità del campo di moto ai disturbi e alle condizioni iniziali del fenomeno;

-
- una dissipazione dell'energia immessa nel sistema che è di gran lunga maggiore di quella potenzialmente dissipabile da termini viscosi proporzionali alla sola viscosità molecolare;
 - la presenza di campi di moto caratterizzati da piccola lunghezza d'onda (elevata frequenza) sotto forma di vortici le cui dimensioni caratteristiche sono molto minori della dimensione caratteristica del fenomeno;
 - una superiore capacità di trasferimento (diffusività) di tutte le grandezze trasportate.

Al fine di analizzare i differenti aspetti del comportamento di un flusso turbolento è necessario tenere in conto che le strutture rotazionali, ossia i vortici turbolenti, in esso presenti si legano all'esistenza di un gran numero di scale di lunghezza.

I vortici più grandi trovano confine a livello dimensionale a mezzo del contorno del dominio; quelli più piccoli sono invece limitati dalla diffusione molecolare. I primi interagiscono fra loro sottraendo energia al moto medio: la presenza di gradienti della velocità media nel flusso soggetto a sforzi viscosi, distorce i vortici turbolenti e tale processo trasferisce il moto a strutture rotazionali su scale di lunghezza più piccole. L'energia cinetica, dunque, si trasferisce in una sorta di processo a cascata dalle strutture rotazionali più grandi a quelle più piccole dove viene dissipata.

Le equazioni differenziali (omesse per brevità) che consentono di modellare i fenomeni descritti non possono essere risolte in forma chiusa e pertanto possono utilizzarsi software detti "CFD" ove le equazioni vengono discretizzate e successivamente linearizzate in modo da ottenere un sistema algebrico che sarà risolto con un metodo iterativo. Una volta che il sistema di equazioni sarà portato a convergenza, sarà possibile accedere ai valori di tutte le variabili fluidodinamiche, per ogni cella appartenente al dominio di calcolo.

Tra i software CFD esistono dei programmi dedicati alla simulazione dei flussi atmosferici per analisi di "microscala" che richiedono la modellazione tridimensionale del terreno attraverso l'inserimento delle curve di livello; di questi i più rappresentativi sul mercato sono WASP, Meteodyn WT e WindSim. Questi software consentono di ricavare, sulla base dei rilievi anemometrici in un punto, le condizioni di ventosità in un raggio fino a 15-20 km, con un'accuratezza che diminuisce all'allontanarsi dalla stazione di misura in funzione alla complessità dell'orografia del territorio. La stazione anemometrica deve essere installata in una posizione rappresentativa (ad esempio su un crinale e lontano da ostacoli) rispetto all'area da analizzare.

Per la simulazione del regime anemologico dell'area è stato utilizzato il software Wasp 9.0.

Da un punto di vista matematico il software WASP utilizza un modello teorico lineare basato sul “modello-BZ” introdotto da Troen nel 1990⁵. Gli input da specificare al software sono l’orografia del territorio, le condizioni di rugosità, i dati anemometrici, l’ubicazione e il tipo degli aerogeneratori, l’ubicazione degli eventuali ostacoli.

Il software consente di determinare la producibilità degli aerogeneratori anche in considerazione delle perdite per effetto scia e l’ottimizzazione del layout in quanto possono ottenersi delle mappe di producibilità sovrapponibili alle cartografie o alle immagini satellitari.

6 Storicizzazione dei dati

I dati anemometrici rilevati in sito sono stati correlati alla stazione storica mediante correlazione della velocità media oraria.

L’indice di correlazione tra i due sensori anemometrici in sito e la stazione di lungo periodo è superiore all’85% - tale grado di correlazione è definito molto buono.

Il metodo adoperato per la storicizzazione dei dati è basato sul confronto della velocità media del vento misurata nel corso di 10 anni e i dati rilevati in sito dalla stazione anemometrica installata.

Determinata la correlazione esistente tra tali dati e tenuto conto dell’indice di correlazione tra i due set di dati, si comparano i dati storici del periodo di riferimento analizzato su tutto il periodo storico. Da questa analisi, si determinano i fattori di taratura da impostare sui dati anemometrici misurati che tengano conto della ripetibilità dei dati misurati nel lungo periodo al fine di ridurre gli effetti locali del breve periodo.

La dispersione dei dati analizzata è riportata alle figure 4 e 5 rispettivamente per i dati a 30 ed a 20 metri slt.

⁵ Troen, I. (1990). A high resolution spectral model for flow in complex terrain. Proc. *Ninth Symposium on Turbulence and Diffusion*. American Meteorological Society, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, April 30-May 3, 417-20.

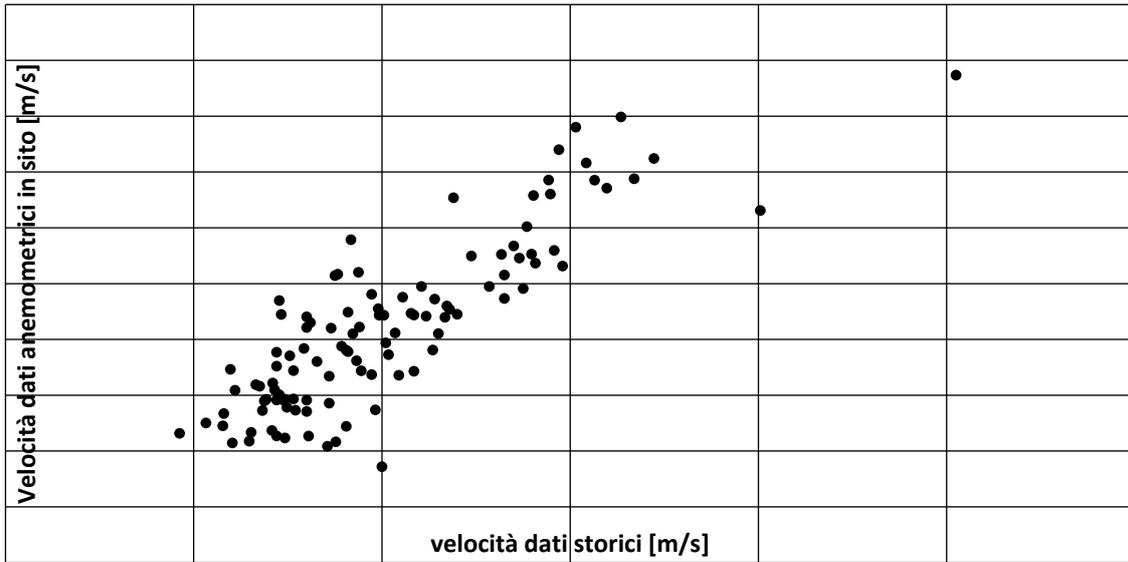


Figura 1 – dispersione dati giornalieri per il sensore a 30 m slt

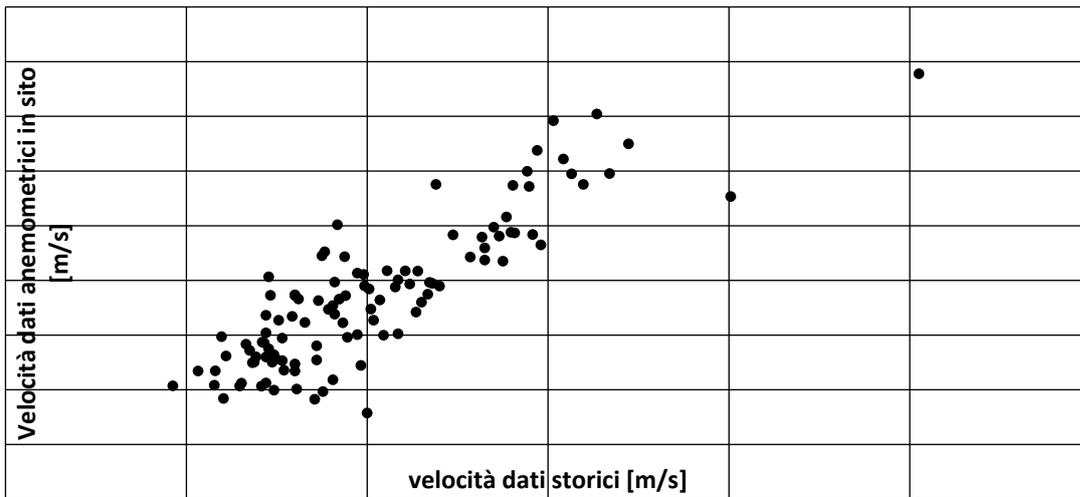


Figura 2 - dispersione dati giornalieri per il sensore a 20 m slt

Il raffronto entro il periodo di intersezione fra i dati orari misurati e quelli correlati è riportato nelle figure seguenti per i dati a 30 metri slt.

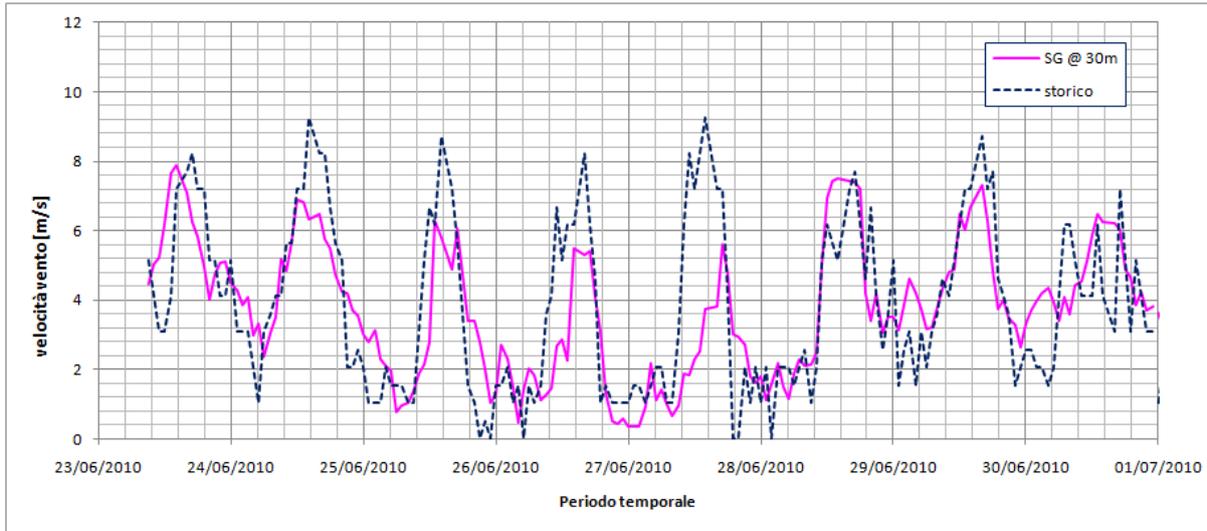


Figura 3 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nella seconda metà del mese di giugno 2010

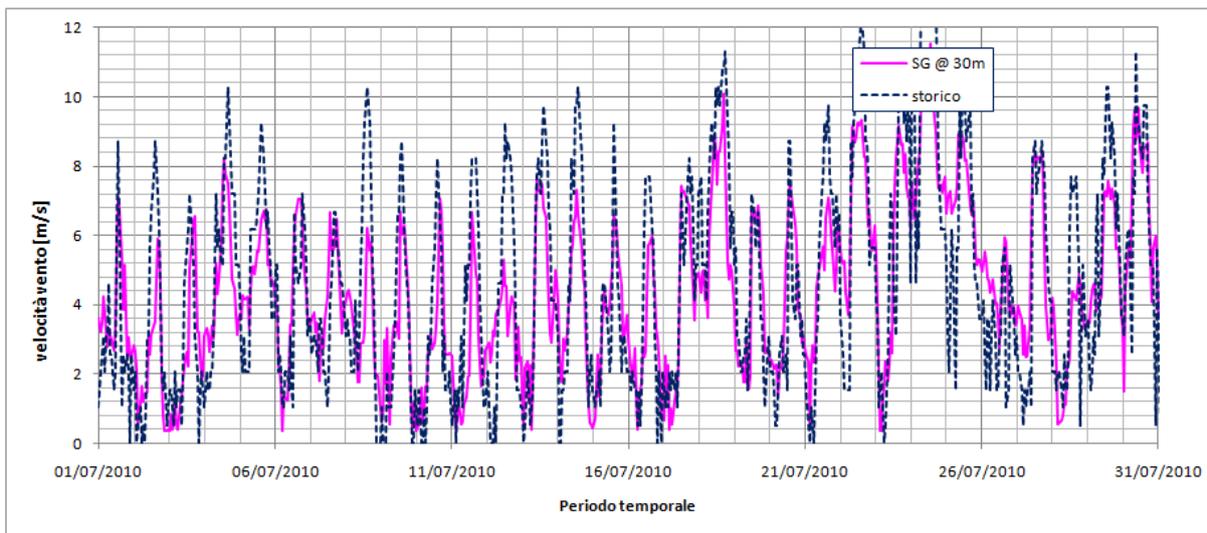


Figura 4 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nel mese di luglio 2010

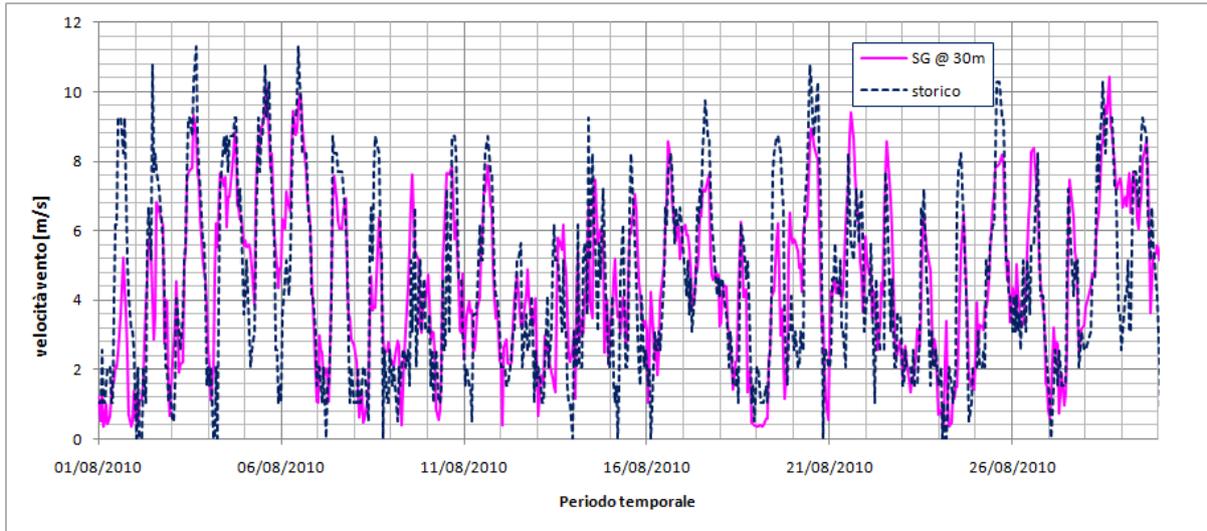


Figura 5 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nel mese di agosto 2010

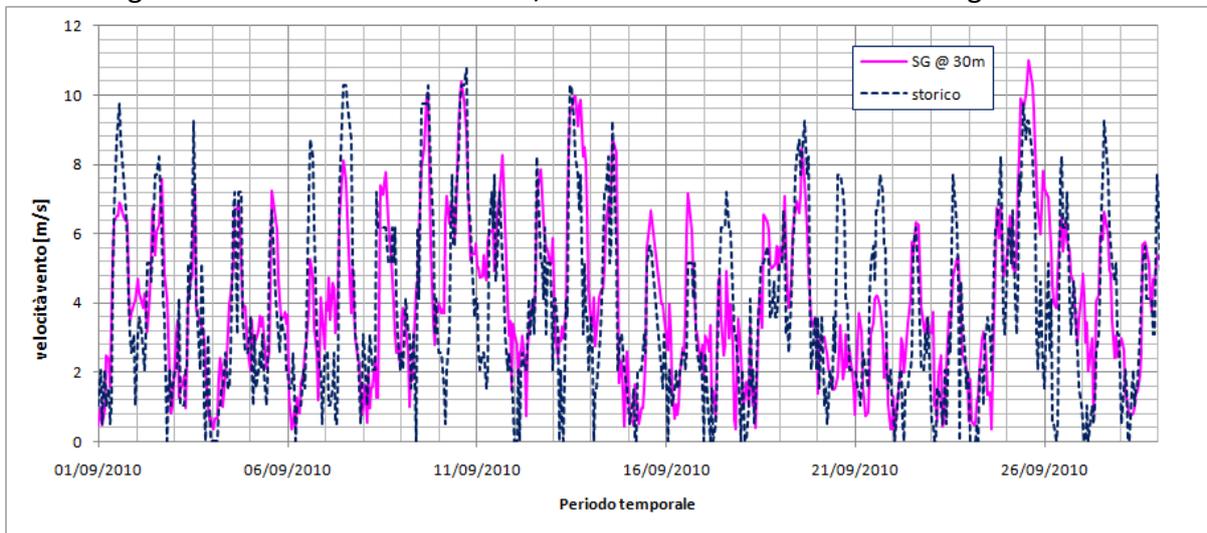


Figura 6 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nel mese di settembre 2010

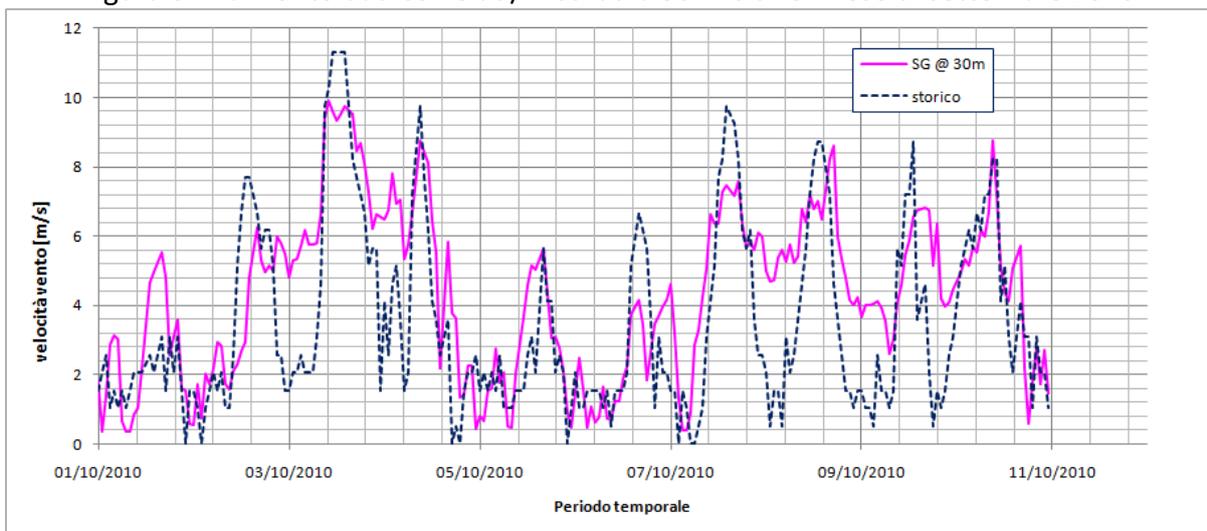


Figura 7 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nella prima metà del mese di ottobre 2010

Nel successivo processo di valutazione della produzione attesa, le distribuzioni delle velocità del vento in input ai modelli di calcolo sono ottenute dai dati storici correlati mediante i coefficienti di taratura determinati prendendo a riferimento i valori di velocità media del vento su base oraria.

Considerato il buon grado di correlazione tra i dati (>85%) l'incertezza di correlazione è stimata essere pari al 3.1% - i dati in sito, storicizzati per un periodo di 10 anni, sono stati utilizzati per determinare la producibilità dell'impianto.

7 Caratteristiche degli aerogeneratori

La produzione attesa per l'impianto eolico è stata valutata per l'installazione di turbine eoliche Gamesa SG 6.2-170 di potenza nominale pari a 6,2 MW.

Le caratteristiche tecniche dichiarate dai costruttori delle due turbine sono riportate nelle tabelle seguenti.

La curva di potenza utilizzata è quella fornita dal costruttore, successivamente scalata per la densità dell'aria di 1.15 kg/m³ secondo la relazione proposta dalla norma IEC 61400-12:

$$P(\bar{v}; \rho) = P \left[\bar{v} \cdot \left(\frac{\rho}{\rho_{Rif}} \right)^{\frac{1}{3}} \right]$$

La densità di 1.15 kg/m³ è quella equivalente alla quota media degli aerogeneratori considerando un valore di gradi-giorno desunti dal D.P.R. 412/93 e s.m.i. per la località di Melfi.

3. Technical Specifications

Rotor	
Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	170 m
Swept area	22,698 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	83,5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or

Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts	
Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

Nacelle Cover	
Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Generator	
Type	Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)		
Baseline power	nominal	6.0MW/6.2 MW
Voltage		690 V
Frequency		50 Hz or 60 Hz

Yaw System	
Type	Active
Yaw bearing	Externally geared
Yaw drive	Electric gear motors
Yaw brake	Active friction brake

Controller	
Type	Siemens Integrated Control System (SIC ² S)
SCADA system	SGRE SCADA System

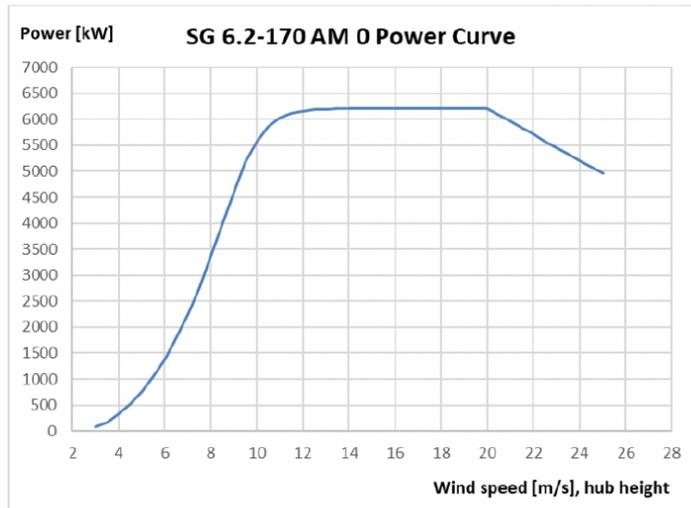
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s

Weight	
Modular approach	Different modules depending on restriction

Nelle seguenti tabelle si riporta la curva di potenza delle macchine.

SG 6.2-170 Rev. 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	758
5.5	1040
6.0	1376
6.5	1771
7.0	2230
7.5	2758
8.0	3351
8.5	3988
9.0	4617
9.5	5166
10.0	5584
10.5	5862
11.0	6028
11.5	6117
12.0	6161
12.5	6183
13.0	6192
13.5	6197
14.0	6199
14.5	6199
15.0	6200
15.5	6200
16.0	6200
16.5	6200
17.0	6200
17.5	6200
18.0	6200
18.5	6200
19.0	6200
19.5	6200
20.0	6200
20.5	6080
21.0	5956
21.5	5832
22.0	5708
22.5	5584
23.0	5460
23.5	5336
24.0	5212
24.5	5088
25.0	4964



8 Analisi di producibilità della wind farm

Il presente studio stima la producibilità del parco eolico e consente eventualmente di ottimizzare il posizionamento degli aerogeneratori fra i diversi siti nella disponibilità del soggetto proponente, ai fini della massimizzazione dell'energia prodotta e nel rispetto del regime vincolistico delle aree e dell'urbanizzazione del territorio.

Nella tabella sottostante sono riportate le coordinate specifiche del sito degli aerogeneratori costituenti il parco eolico. La visualizzazione dell'ubicazione delle macchine eoliche è riportata nei layout successivi.

La valutazione dell'AEP (Annual Expected Production - produzione attesa) è stata effettuata con il codice di calcolo WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) versione 10.0, messo a punto dal Risoe (Università Tecnica della Danimarca).

Il modello digitale del terreno è esteso ad un quadrato di circa 30 x 30 km sul sito eolico digitalizzando opportunamente le curve di rugosità e le curve di livello ogni 5 metri per l'intero rettangolo.

La correttezza della modellizzazione operata è stata verificata mediante procedura di auto-validazione⁶ tra i dati rilevati a 50 m slt.

⁶ "Sistemi Eolici: progettazione e valutazione economica", A. Caffarelli, G. de Simone, M. Stizza, A. D'Amato, V. Vergelli, Maggioli Editore 2009.



Orografia dell'area

Posizionamento aerogeneratori

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]
WTG 001	(604566,4, 4486935,0)	Gamesa SG 6.2-170	761	135
WTG 002	(605174, 4487082)	Gamesa SG 6.2-170	695	135
WTG 003	(605304,5, 4486039,0)	Gamesa SG 6.2-170	703	135
WTG 004	(606679,2, 4486336,0)	Gamesa SG 6.2-170	578	135
WTG 005	(606776,5, 4486783,0)	Gamesa SG 6.2-170	518	135
WTG 006	(606809,8, 4487333,0)	Gamesa SG 6.2-170	481	135



Dettaglio orografia del sito



Dettaglio orografia del sito



Dettaglio orografia del sito



Dettaglio orografia del sito

Distanza relativa tra gli aerogeneratori in metri

	WTG01	WTG02	WTG03	WTG04	WTG05	WTG06
WTG01	0	625,15	1.160,88	2.196,22	2.215,35	2.278,38
WTG02	625,15	0	1.051,13	1.680,13	1.630,16	1.654,88
WTG03	1.160,88	1.051,13	0	1.406,30	1.649,34	1.984,72
WTG04	2.196,22	1.680,13	1.406,30	0	457,96	1.005,52
WTG05	2.215,35	1.630,16	1.649,34	457,96	0	550,51
WTG06	2.278,38	1.654,88	1.984,72	1.005,52	550,51	0

Distanza relativa tra gli aerogeneratori in diametri

	to WTG01	to WTG02	to WTG03	to WTG04	to WTG05	to WTG06
from WTG01 (170,0m)	0	3,7	6,8	12,9	13,0	13,4
from WTG02 (170,0m)	3,7	0	6,2	9,9	9,6	9,7
from WTG03 (170,0m)	6,8	6,2	0	8,3	9,7	11,7
from WTG04 (170,0m)	12,9	9,9	8,3	0	2,7	5,9
from WTG05 (170,0m)	13,0	9,6	9,7	2,7	0	3,2
from WTG06 (170,0m)	13,4	9,7	11,7	5,9	3,2	0

Nel seguito si riporta la stima della producibilità del parco eolico determinata in base ai dati anemometrici rilevati.

Summary results

Parameter	Total	Average	Minimu m	Maximu m
Net AEP [GWh]	113,515	18,919	15,547	22,860
Gross AEP [GWh]	119,411	19,902	16,917	23,058
Wake loss [%]	4,94	-	-	-

Site results

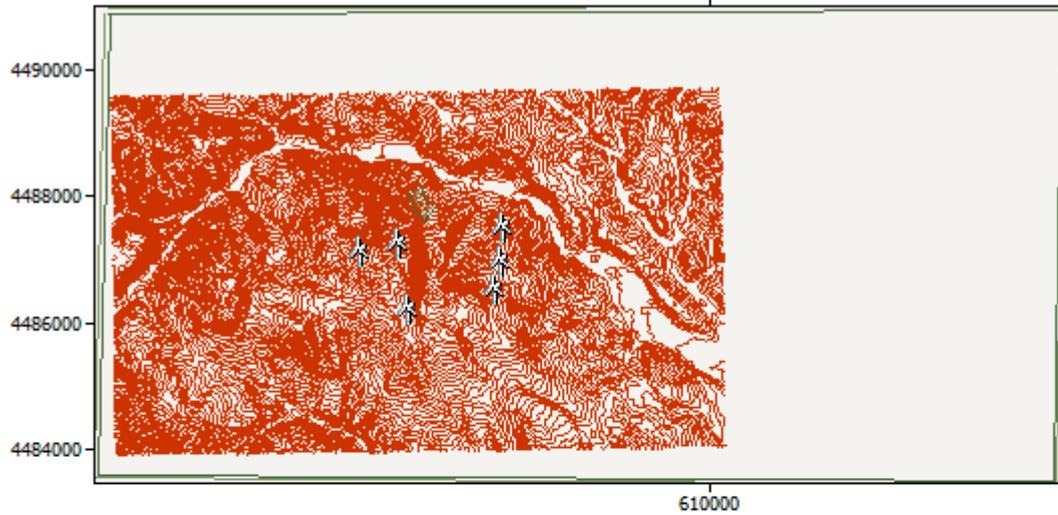
Site	Location [m]	Turbine	Elevatio n [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
WTG01	(604566,4, 4486935,0)	Gamesa SG 6.2- 170	761	135	22,860	0,86
WTG02	(605174, 4487082)	Gamesa SG 6.2- 170	695	135	20,574	3,78
WTG03	(605304,5, 4486039,0)	Gamesa SG 6.2- 170	703	135	20,655	3,47
WTG04	(606679,2, 4486336,0)	Gamesa SG 6.2- 170	578	135	17,752	7,74
WTG05	(606776,5, 4486783,0)	Gamesa SG 6.2- 170	518	135	15,547	10,72
WTG06	(606809,8, 4487333,0)	Gamesa SG 6.2- 170	481	135	16,127	4,67

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
WTG01	(604566,4, 4486935,0)	135	8,1	1,67	7,24	546	11,1	N/A
WTG02	(605174, 4487082)	135	7,7	1,68	6,84	457	10,9	N/A
WTG03	(605304,5, 4486039,0)	135	7,7	1,65	6,88	476	6,5	N/A

WTG04	(606679,2, 4486336,0)	135	7,1	1,68	6,36	365	6,4	N/A
WTG05	(606776,5, 4486783,0)	135	6,7	1,68	5,99	307	6,7	N/A
WTG06	(606809,8, 4487333,0)	135	6,6	1,66	5,92	299	8,3	N/A

The wind farm lies in a map called 'GARAGUSO_Map'.



Decay constants: 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075 0,075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	9,9	2,38	13,76	8,78	4361,602	4361,602	100,0
WTG02	9,5	2,40	13,54	8,41	4081,007	4081,007	100,0
WTG03	9,1	2,33	13,50	8,03	3807,075	3433,506	90,19
WTG04	9,0	2,37	14,11	7,98	3958,033	2848,912	71,98
WTG05	8,3	2,35	12,68	7,32	3119,027	2260,456	72,47
WTG06	7,9	2,37	11,81	6,96	2672,592	2672,592	100,0
Sector total	1	-	-	-	21999,337	19658,074	89,36

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	6,7	1,77	5,17	6,00	897,569	897,569	100,0
WTG02	5,5	1,81	4,16	4,90	478,095	478,095	100,0
WTG03	7,1	1,85	6,52	6,33	1240,945	1234,582	99,49
WTG04	5,1	1,80	4,25	4,52	400,735	307,383	76,7
WTG05	4,6	1,81	3,83	4,08	276,000	261,969	94,92
WTG06	4,4	1,81	3,58	3,92	230,111	230,111	100,0
Sector total	2	-	-	-	3523,455	3409,710	96,77

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	5,0	1,82	3,98	4,43	356,441	295,221	82,82
WTG02	4,5	1,81	3,62	4,04	253,030	252,068	99,62
WTG03	4,9	1,81	4,44	4,34	377,620	309,382	81,93
WTG04	4,1	1,81	3,51	3,64	180,663	180,663	100,0
WTG05	3,8	1,81	3,35	3,40	138,651	138,651	100,0
WTG06	4,0	1,81	3,45	3,51	159,770	159,770	100,0
Sector total	3	-	-	-	1466,174	1335,754	91,1

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	4,8	1,84	4,33	4,27	348,480	237,857	68,26
WTG02	4,6	1,85	4,48	4,10	320,926	259,292	80,8
WTG03	4,5	1,83	4,13	4,03	285,001	257,497	90,35
WTG04	4,1	1,85	4,21	3,66	215,060	215,060	100,0
WTG05	4,1	1,85	4,43	3,65	225,104	225,104	100,0
WTG06	4,3	1,84	4,76	3,82	277,764	277,764	100,0
Sector total	4	-	-	-	1672,334	1472,574	88,05

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	4,9	1,66	2,53	4,36	229,195	216,107	94,29
WTG02	4,9	1,66	2,80	4,40	258,226	232,852	90,17
WTG03	4,4	1,66	2,31	3,92	159,161	159,161	100,0
WTG04	4,5	1,67	2,78	4,02	204,576	204,576	100,0
WTG05	4,5	1,67	3,18	4,06	239,200	239,200	100,0
WTG06	4,6	1,63	3,26	4,15	263,853	263,853	100,0
Sector total	5	-	-	-	1354,211	1315,748	97,16

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	4,0	1,17	1,60	3,79	127,784	114,278	89,43
WTG02	4,2	1,17	1,82	4,00	160,951	159,388	99,03
WTG03	3,5	1,18	1,42	3,34	86,382	86,382	100,0
WTG04	3,9	1,21	1,83	3,66	134,229	134,229	100,0
WTG05	4,6	1,24	2,32	4,32	232,419	232,419	100,0
WTG06	4,8	1,31	2,55	4,46	267,791	267,519	99,9
Sector total	6	-	-	-	1009,557	994,214	98,48

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	8,5	1,69	5,97	7,58	1452,012	1452,012	100,0
WTG02	8,1	1,72	6,43	7,23	1482,113	1335,956	90,14
WTG03	8,0	1,65	5,40	7,13	1209,419	1209,419	100,0
WTG04	7,9	1,72	7,06	7,05	1573,176	1573,176	100,0
WTG05	7,1	1,74	6,97	6,37	1336,944	1053,639	78,81
WTG06	6,7	1,74	6,28	5,93	1068,774	681,995	63,81
Sector total	7	-	-	-	8122,437	7306,198	89,95

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	8,9	1,94	15,35	7,89	4071,373	4071,373	100,0
WTG02	8,0	1,95	14,52	7,11	3341,154	3341,154	100,0
WTG03	9,0	1,93	15,98	7,96	4276,696	4276,696	100,0
WTG04	7,7	1,94	15,04	6,84	3262,042	3262,042	100,0
WTG05	6,8	1,95	13,38	6,00	2311,853	1914,830	82,83
WTG06	6,4	1,95	12,48	5,64	1901,086	1788,236	94,06
Sector total	8	-	-	-	19164,203	18654,331	97,34

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	9,4	1,74	16,27	8,36	4453,104	4453,104	100,0
WTG02	8,5	1,75	15,33	7,58	3771,170	3447,513	91,42
WTG03	9,2	1,71	17,34	8,25	4655,658	4655,658	100,0
WTG04	7,7	1,75	14,72	6,86	3162,464	3091,336	97,75
WTG05	7,1	1,75	14,15	6,33	2692,361	2541,273	94,39
WTG06	7,1	1,76	14,32	6,32	2714,597	2598,063	95,71
Sector total	9	-	-	-	21449,353	20786,946	96,91

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	8,0	1,45	10,30	7,29	2275,822	2275,822	100,0
WTG02	7,8	1,47	10,59	7,02	2256,981	2007,957	88,97
WTG03	7,3	1,42	10,02	6,64	1973,619	1973,619	100,0
WTG04	6,7	1,46	9,76	6,09	1720,132	1598,109	92,91
WTG05	6,8	1,49	10,93	6,13	1953,092	1809,825	92,66
WTG06	7,1	1,51	12,17	6,42	2325,904	2151,959	92,52
Sector 10 total	-	-	-	-	12505,550	11817,290	94,5

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	6,0	1,27	8,19	5,59	1252,739	1252,739	100,0
WTG02	6,1	1,28	9,03	5,66	1406,860	1406,860	100,0
WTG03	5,3	1,28	7,48	4,90	934,410	916,202	98,05
WTG04	5,6	1,31	8,84	5,15	1195,935	1102,832	92,22
WTG05	5,8	1,31	9,98	5,31	1419,386	1402,098	98,78
WTG06	6,2	1,37	11,10	5,69	1755,731	1755,731	100,0
Sector 11 total	-	-	-	-	7965,062	7836,462	98,39

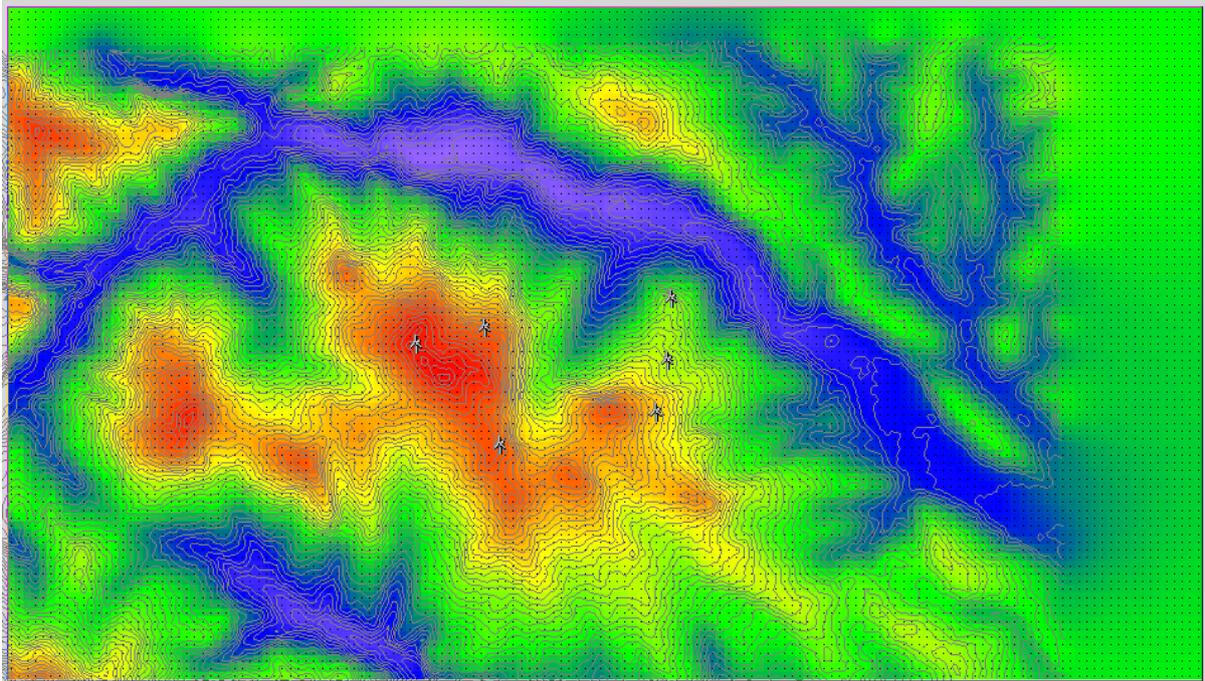
Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
WTG01	8,6	2,04	12,56	7,64	3231,821	3231,821	100,0
WTG02	8,7	2,06	13,68	7,72	3572,279	3572,279	100,0
WTG03	7,5	2,06	11,46	6,67	2391,791	2143,073	89,6
WTG04	8,1	2,01	13,89	7,15	3233,265	3233,265	100,0
WTG05	8,1	2,08	14,80	7,16	3470,728	3467,857	99,92
WTG06	8,0	2,09	14,24	7,07	3279,109	3279,109	100,0
Sector 12 total	-	-	-	-	19178,992	18927,403	98,69

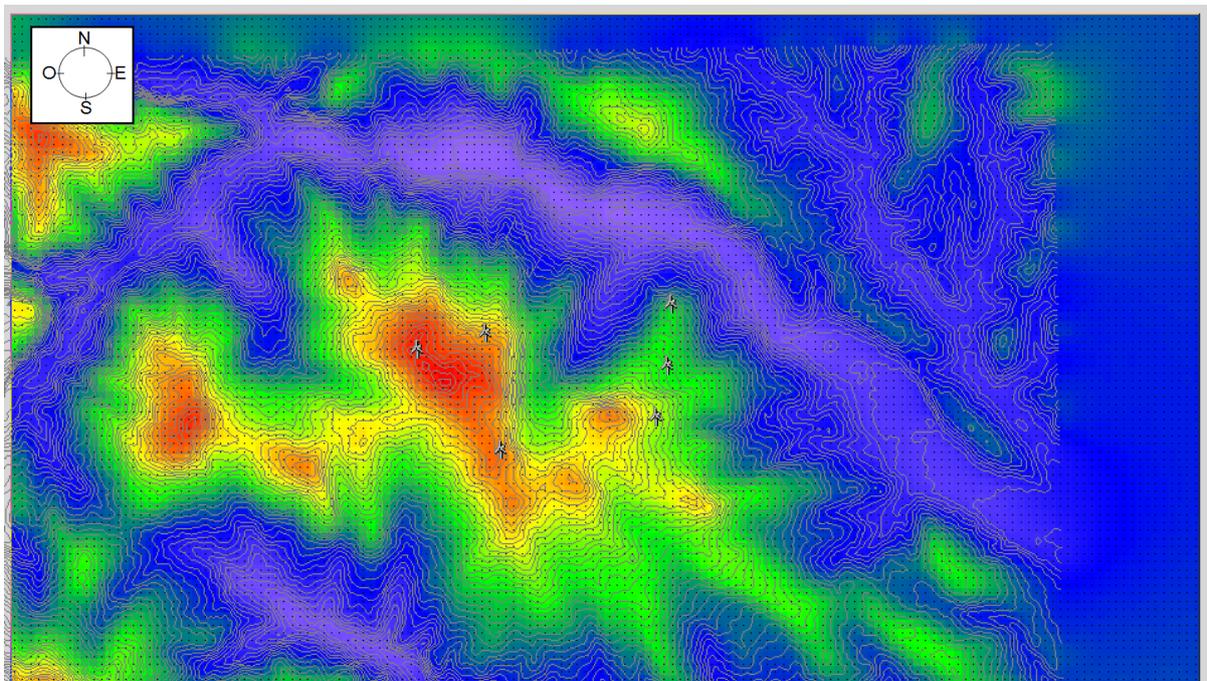
All Sectors

Turbine	Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
WTG01	(604566,4, 4486935,0)	23057,943	22859,506	99,14
WTG02	(605174, 4487082)	21382,791	20574,421	96,22
WTG03	(605304,5, 4486039,0)	21397,778	20655,176	96,53
WTG04	(606679,2, 4486336,0)	19240,311	17751,581	92,26
WTG05	(606776,5, 4486783,0)	17414,765	15547,320	89,28
WTG06	(606809,8, 4487333,0)	16917,081	16126,702	95,33
Wind farm	-	119410,663	113514,709	95,06

Per una valutazione qualitativa della producibilità dell'impianto eolico si riportano le mappe di velocità media del vento e densità di potenza ad un'altezza di 135m s.l.t.



Morfologia area di ubicazione degli aerogeneratori – contorni di velocità media del vento a 135m s.l.t.



Morfologia area di ubicazione degli aerogeneratori – contorni di densità di potenza

9 Conclusioni

Il presente rapporto stima la produzione attesa dall'impianto eolico di Garaguso, costituito da 6 aerogeneratori per una potenza complessiva di 37,2 MW.

L'attività è iniziata con l'analisi del materiale fornito, si è proceduto quindi con la validazione dei dati ed il sopralluogo in sito al fine di verificare la correttezza delle informazioni acquisite dalla stazione anemometrica, ad oggi attiva, ed il corretto posizionamento dei sensori rispetto al sostegno ed ai venti prevalenti.

Nel seguito si è proceduto alla storicizzazione dei dati sulla base di una correlazione con la stazione meteorologica dell'aeronautica militare più vicina al sito.

Si è quindi provveduto alla determinazione della produzione attesa dall'impianto con l'applicazione del codice WASP.

Le analisi condotte hanno evidenziato una producibilità del parco eolico compresa tra 2600 e 2900 ore equivalenti nette di funzionamento (con precisione $\pm 10\%$).

Tutti i calcoli sono stati effettuati utilizzando metodi scientifici disponibili nella letteratura tecnica internazionale secondo lo stato dell'arte della tecnica ingegneristica, optando, in qualche occasione, per scelte conservative.