



PROGETTO DI COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN
IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 99,2 MW
DENOMINATO BOREANO DA REALIZZARSI NEL
COMUNE DI VENOSA (PZ) CON LE RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICHE CHE
INTERESSANO IL COMUNE DI MONTEMILONE.

RELAZIONE STUDIO ANEMOLOGICO

Rev. 0.0

Data: 27 Giugno 2022

WIND13-REL003

Committente:

REPSOL VENOSA 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.....	56

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 **Venosa (PZ)**.

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

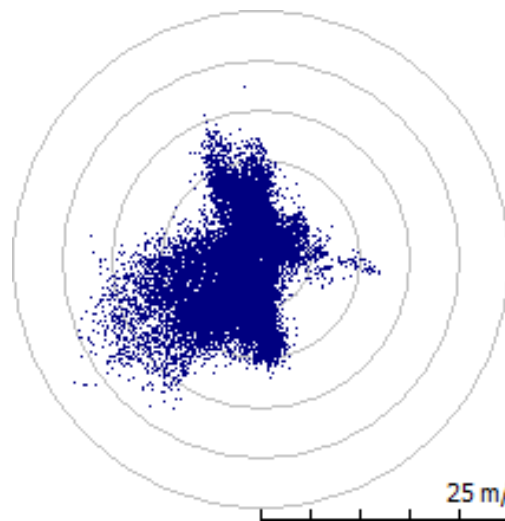


Figura n.4 - Velocità e direzione del vento rilevate a 50m s.l.t.

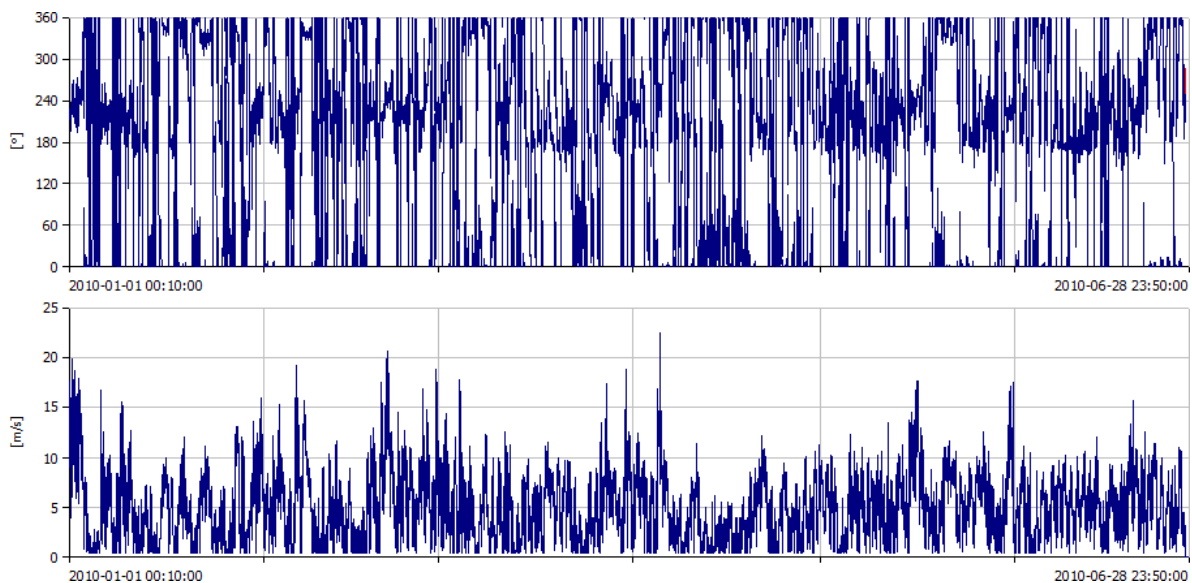
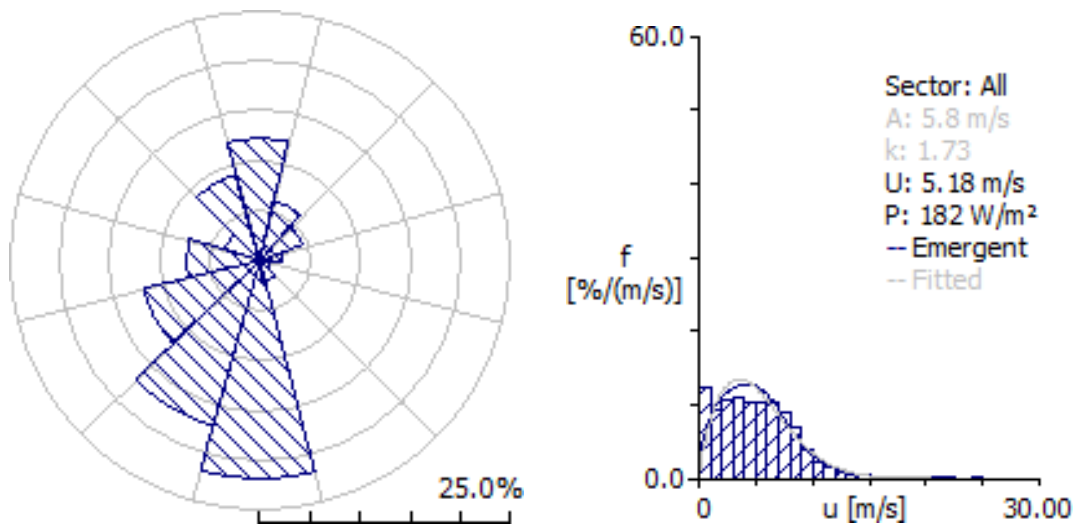


Figura n.5 Direzione e velocità del vento a 50m s.l.t.



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

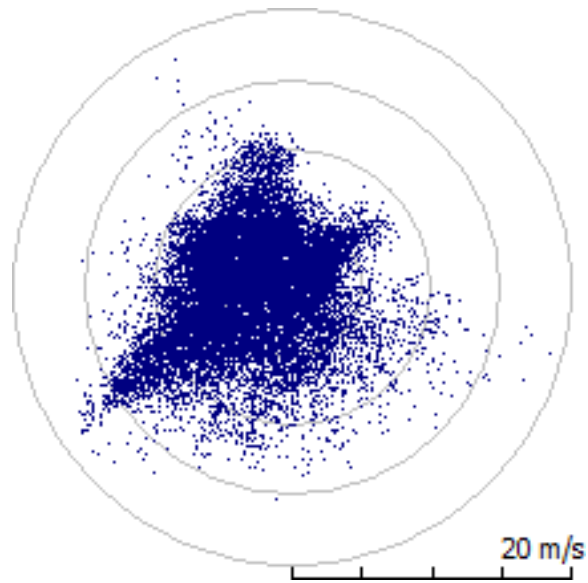


Figura n.7 - Velocità e direzione del vento rilevate a 50m s.l.t.

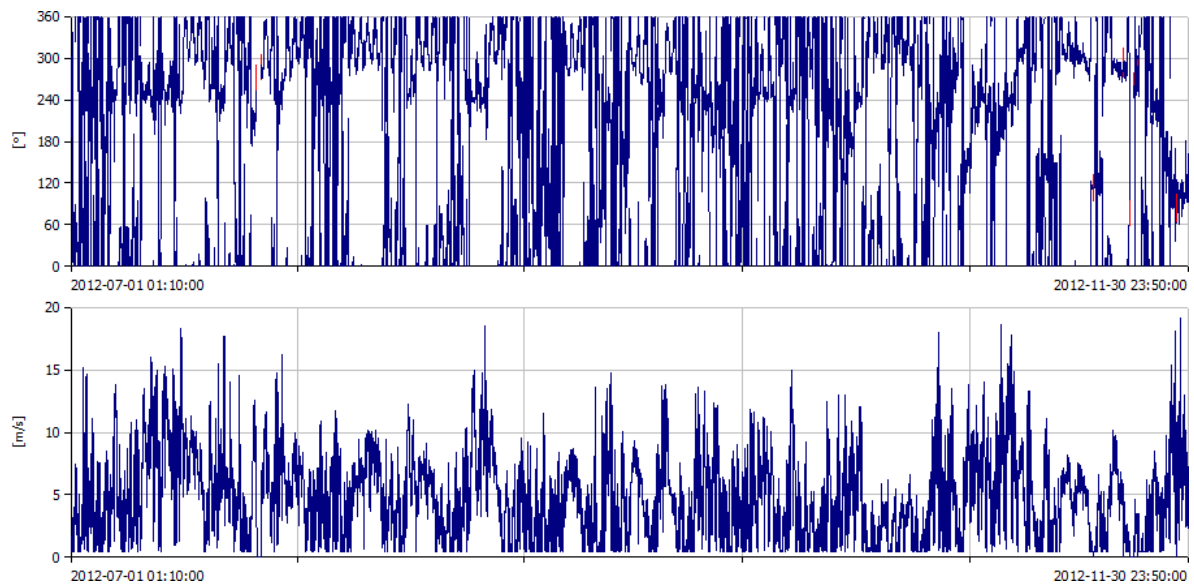
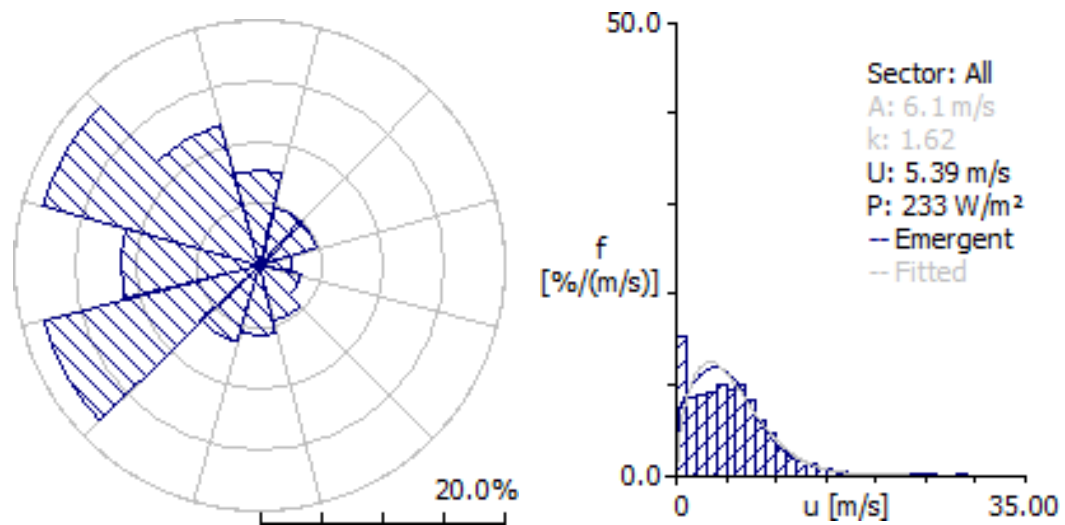


Figura n.8 - Direzione e velocità del vento a 50m s.l.t.



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

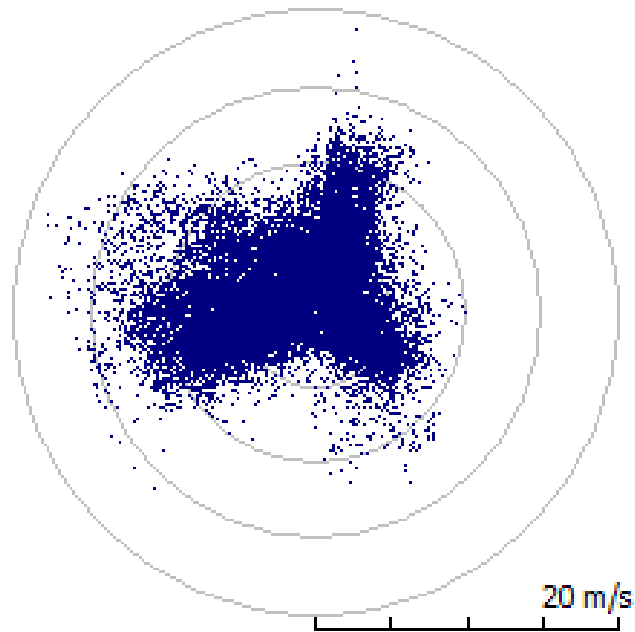


Figura 10 - Velocità e direzione del vento rilevate a 50m s.l.t.

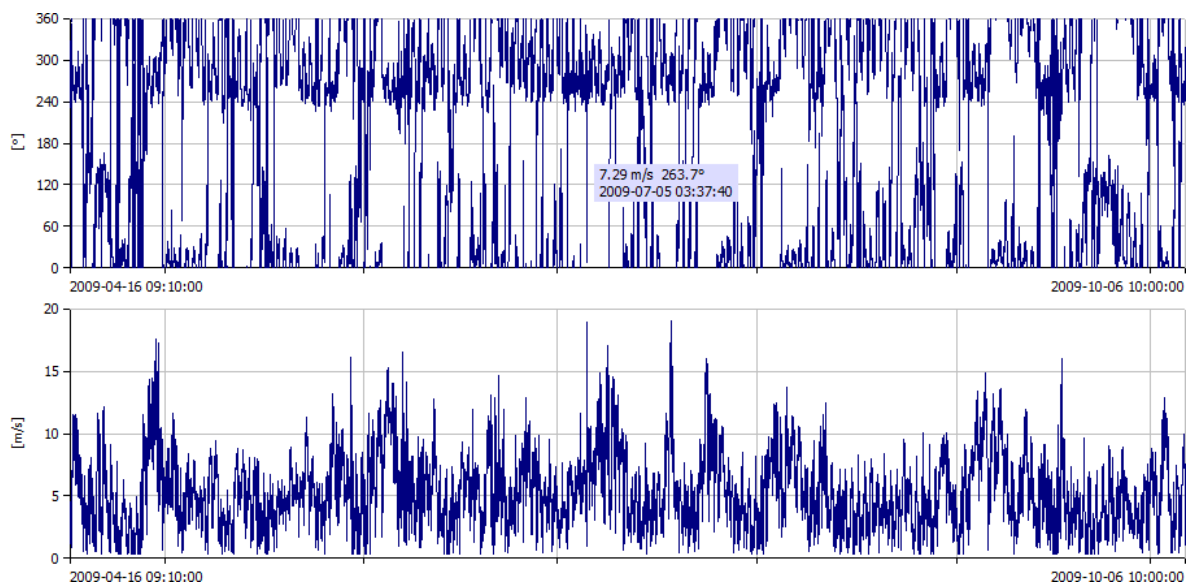
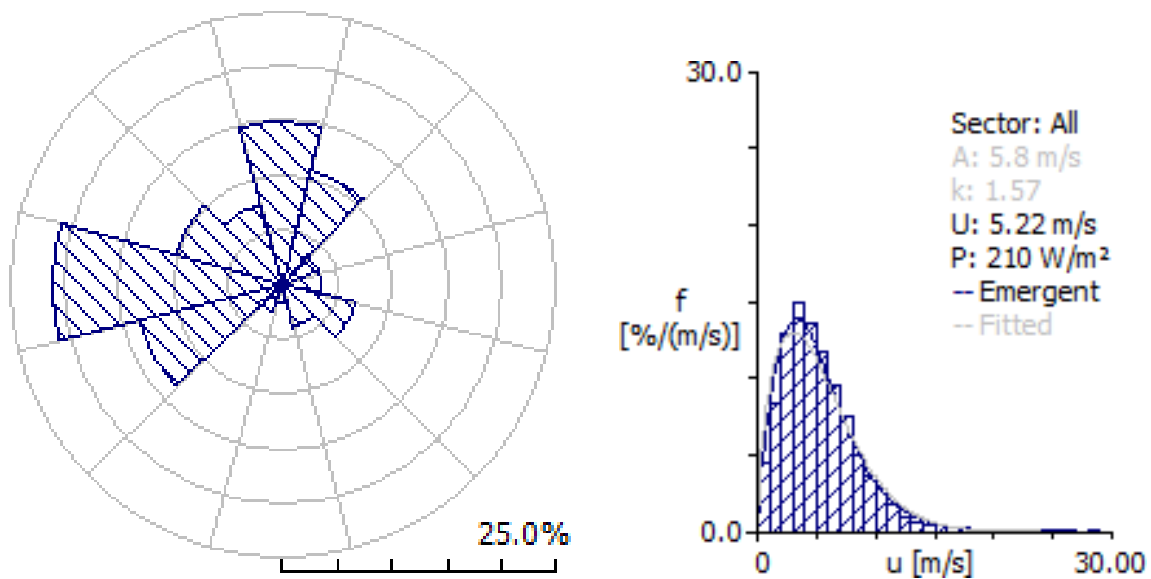


Figura 11- Direzione e velocità del vento a 50m s.l.t.



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.

⁴I 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.) .

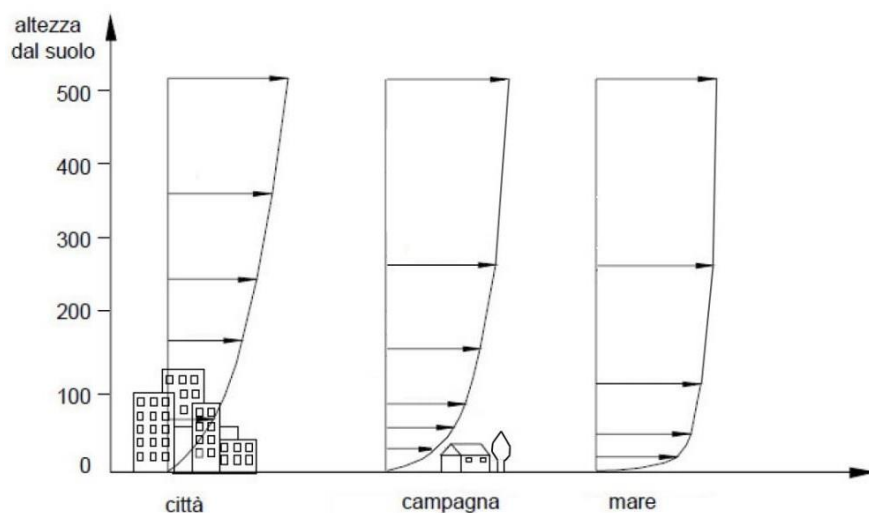


Figura n.13 - Profilo di velocità per differenti tipologie di terreno

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.

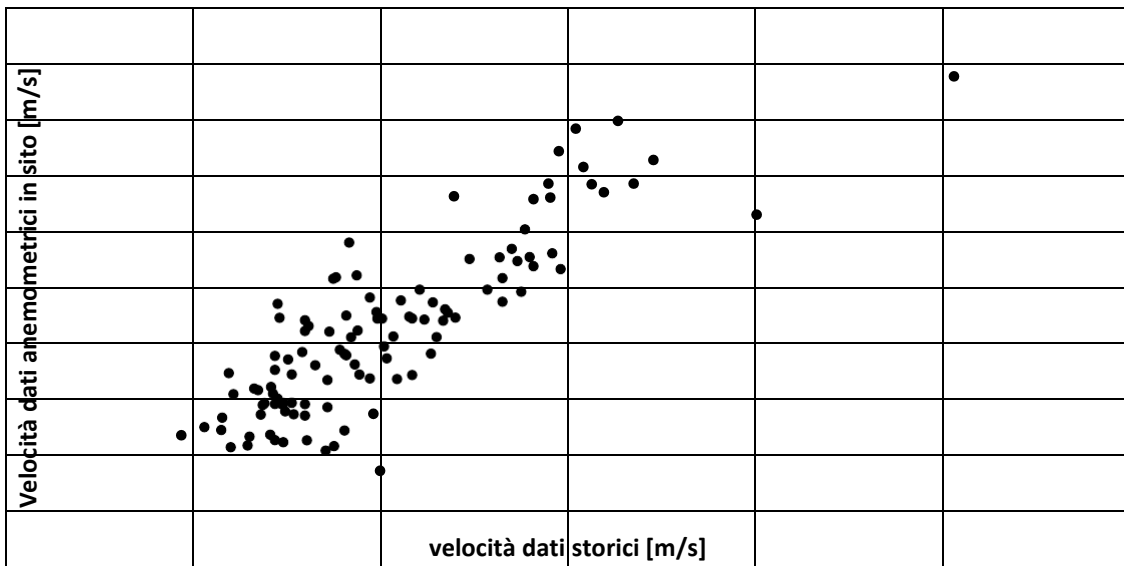


Figura 1 – dispersione dati giornalieri per il sensore a 30 mslt

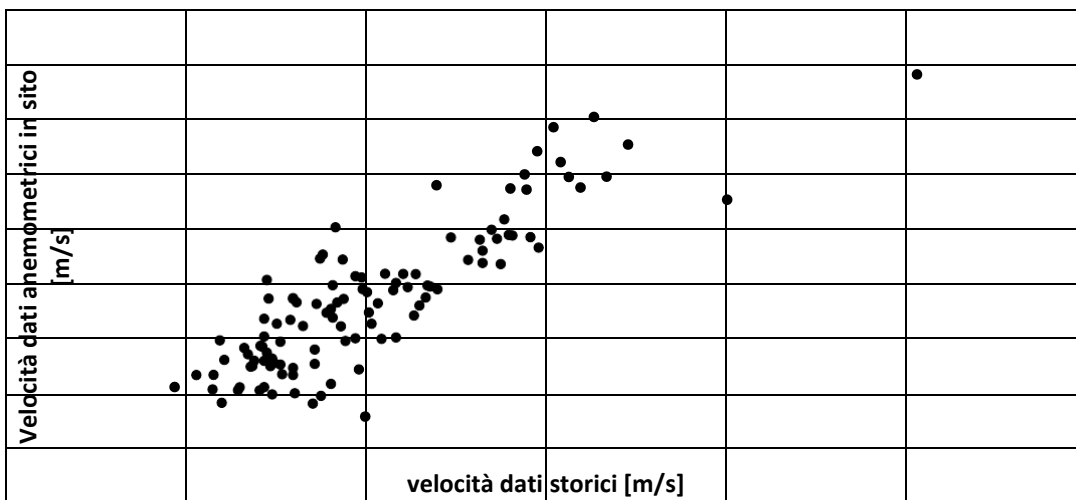


Figura 2 - dispersione dati giornalieri per il sensore a 20 mslt

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.

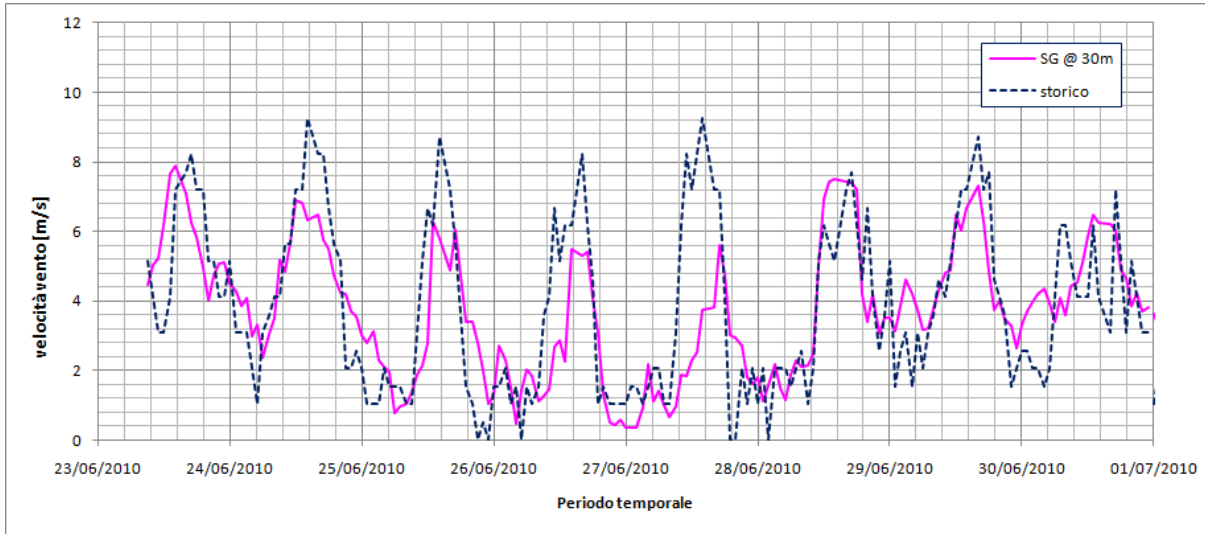


Figura 3 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nella seconda metà del mese di giugno 2010

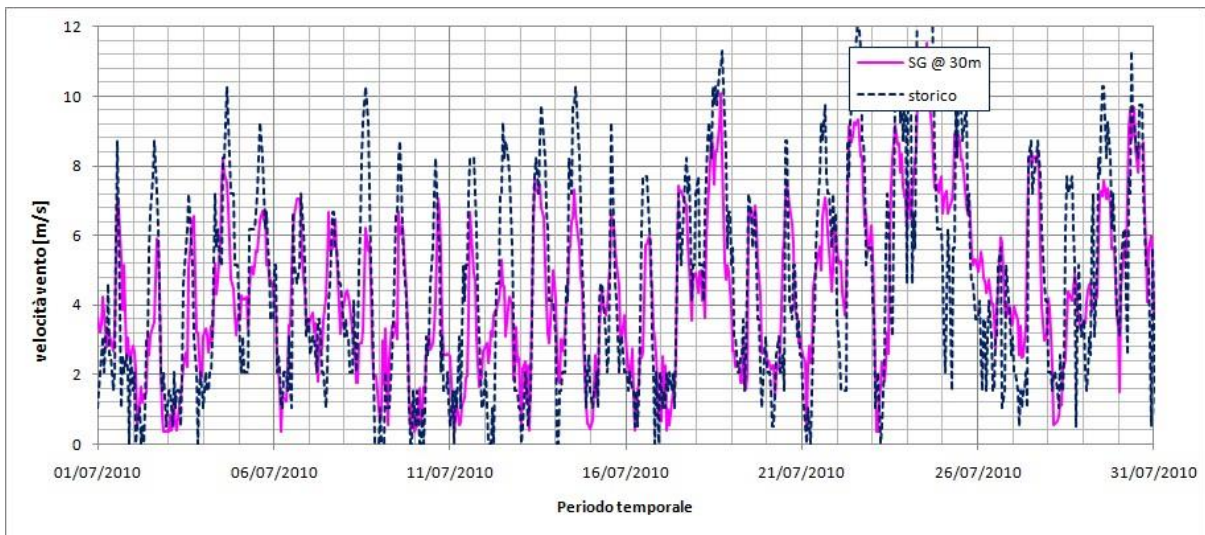


Figura 4 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nel mese di luglio 2010

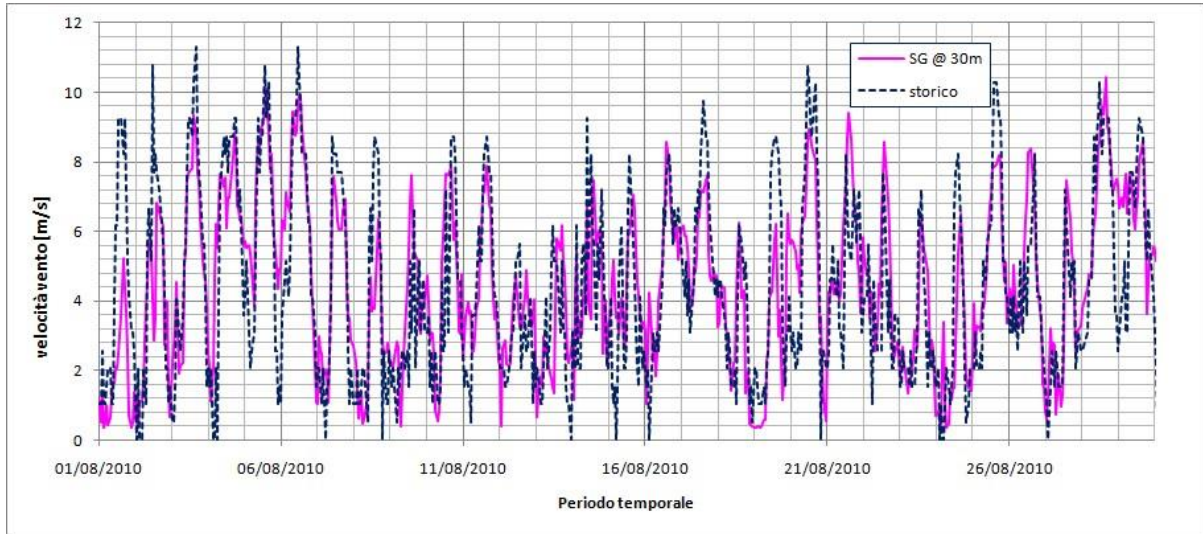


Figura 5 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nel mese di agosto 2010

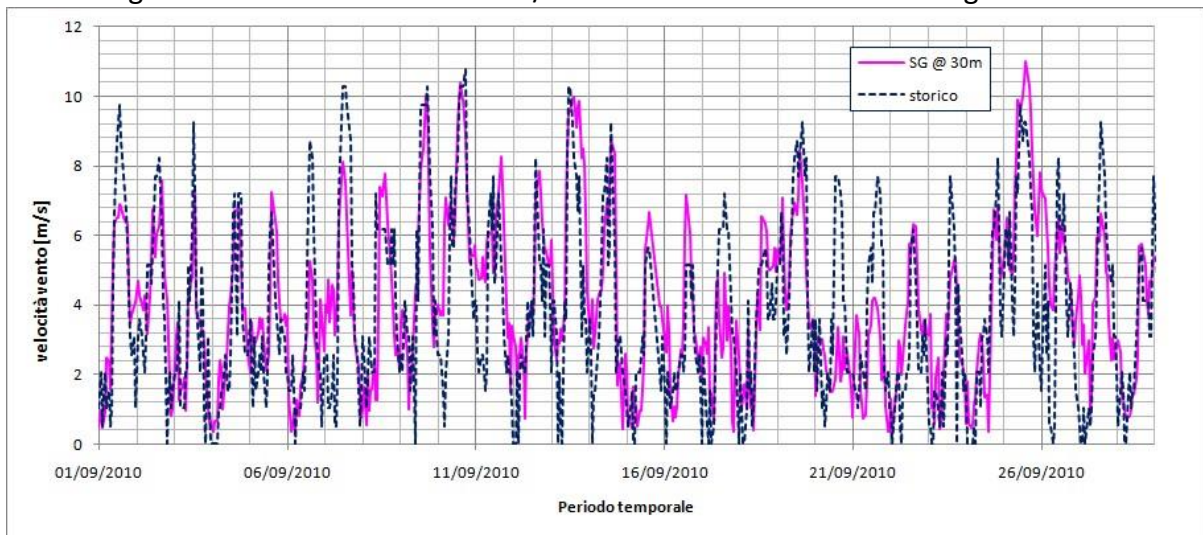


Figura 6 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nel mese di settembre 2010

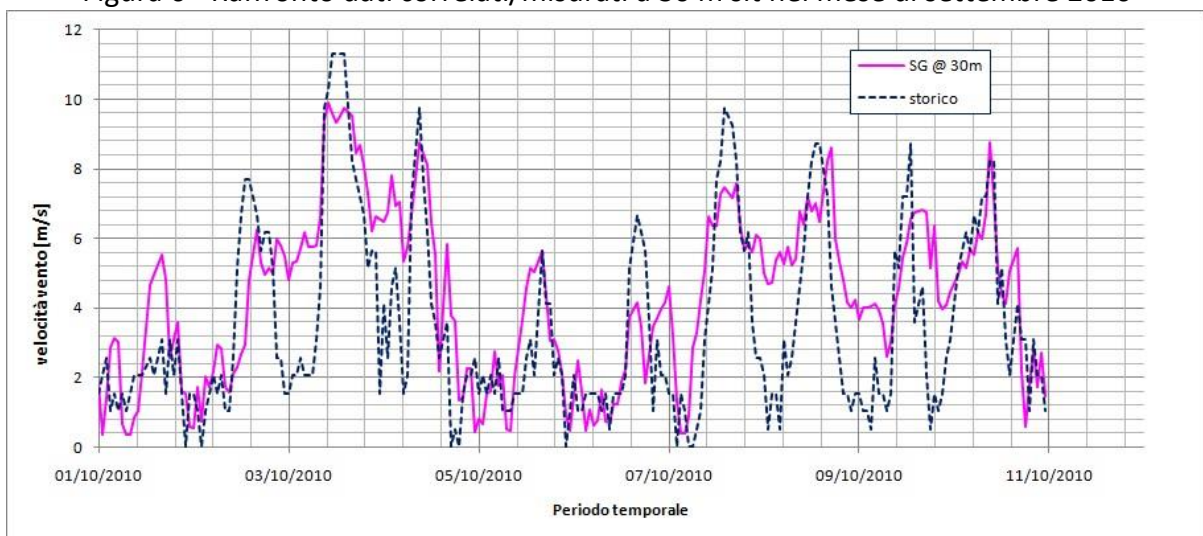


Figura 7 - Raffronto dati correlati/misurati a 30 m slt nella prima metà del mese di ottobre 2010

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 di Venosa (PZ) 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:

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

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 (SICS)
SCADA system	SGRE SCADA System

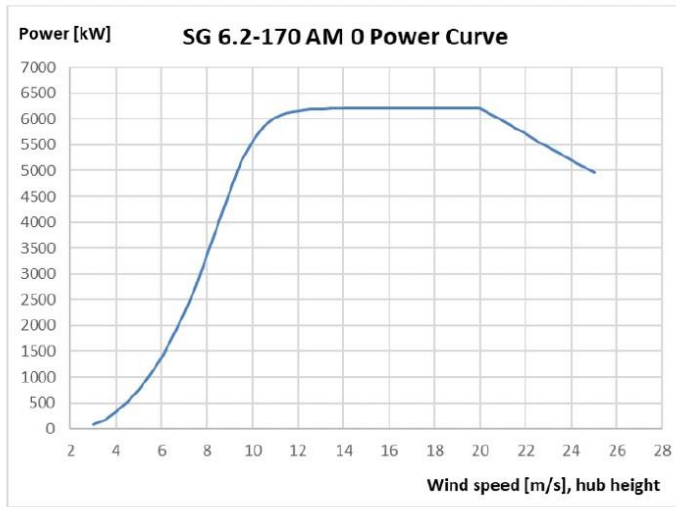
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

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	(564084,8, 4540987,0)	Gamesa SG 6.2-170	344	135
WTG 002	(565155,7, 4541081,0)	Gamesa SG 6.2-170	346	135
WTG 003	(565175,2, 4540513,0)	Gamesa SG 6.2-170	320	135
WTG 004	(567671,9, 4540895,0)	Gamesa SG 6.2-170	360	135
WTG 005	(569047,2, 4540402,0)	Gamesa SG 6.2-170	365	135
WTG 006	(569537,5, 4540172,0)	Gamesa SG 6.2-170	366	135
WTG 007	(570943,7, 4539294,0)	Gamesa SG 6.2-170	363	135
WTG 008	(572232,6, 4538484,0)	Gamesa SG 6.2-170	370	135
WTG 009	(572981,9, 4538369,0)	Gamesa SG 6.2-170	371	135
WTG 010	(573646,1, 4538087,0)	Gamesa SG 6.2-170	370	135
WTG 011	(575236,4, 4537725,0)	Gamesa SG 6.2-170	390	135
WTG 012	(576944,9, 4536950,0)	Gamesa SG 6.2-170	390	135
WTG 013	(577665,6, 4536751,0)	Gamesa SG 6.2-170	390	135
WTG 014	(578913,5, 4536309,0)	Gamesa SG 6.2-170	400	135
WTG 015	(580192,5, 4535918,0)	Gamesa SG 6.2-170	398	135
WTG 016	(581188,8, 4535533,0)	Gamesa SG 6.2-170	410	135



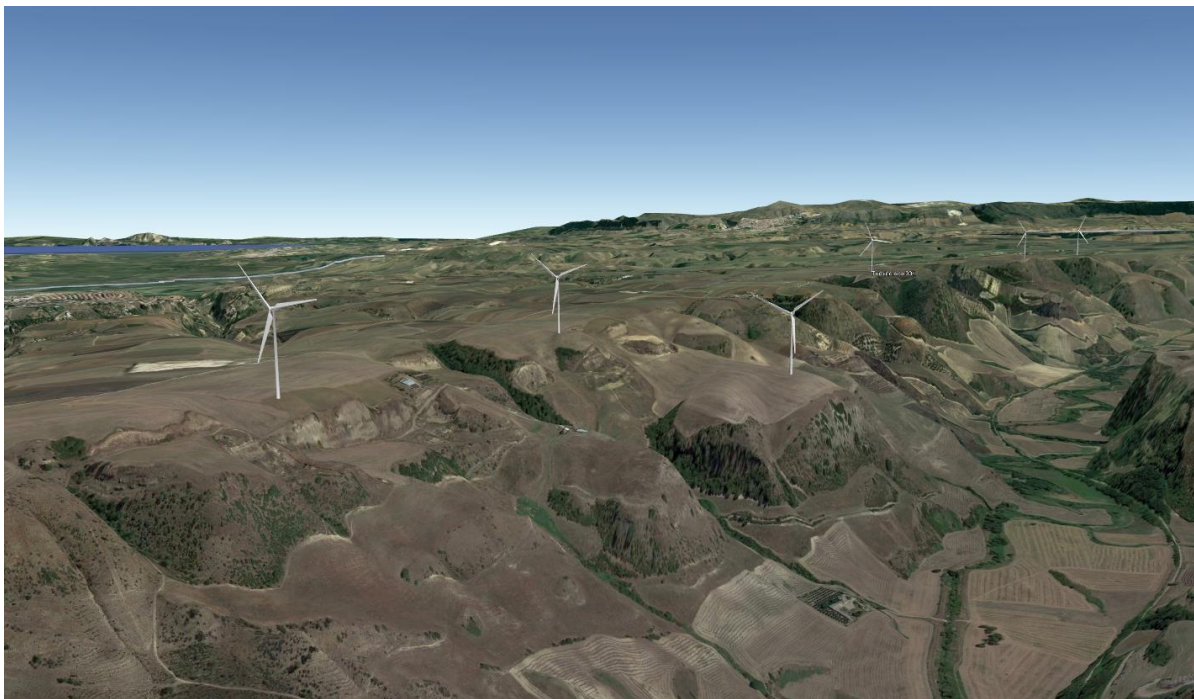
Dettaglio orografia del sito



Dettaglio orografia del sito



Dettaglio orografia del sito



Dettaglio orografia del sito

Distanza relativa tra gli aerogeneratori in metri

	WTG 001	WTG 002	WTG 003	WTG 004	WTG 005	WTG 006	WTG 007	WTG 008	WTG 009	WTG 010	WTG 011	WTG 012	WTG 013	WTG 014	WTG 015	WTG 016
WTG 001	0	1.074,95	1.188,95	3.588,24	4.996,80	5.513,33	7.064,85	8.523,61	9.274,39	9.991,43	11.618,86	13.478,82	14.226,26	15.549,07	16.886,45	17.952,52
WTG 002	1.074,95	0	567,83	2.523,02	3.950,29	4.475,10	6.057,58	7.538,23	8.282,76	9.002,70	10.624,48	12.491,84	13.238,11	14.561,75	15.898,34	16.965,73
WTG 003	1.188,95	567,83	0	2.525,74	3.873,61	4.375,66	5.896,00	7.343,31	8.095,88	8.811,48	10.440,33	12.297,17	13.044,82	14.367,14	15.704,58	16.770,11
WTG 004	3.588,24	2.523,02	2.525,74	0	1.461,17	2.001,00	3.642,74	5.158,81	5.880,42	6.601,25	8.201,86	10.077,28	10.819,05	12.141,07	13.473,55	14.541,62
WTG 005	4.996,80	3.950,29	3.873,61	1.461,17	0	541,58	2.196,45	3.718,04	4.428,87	5.148,51	6.743,12	8.618,95	9.359,88	10.681,42	12.013,32	13.081,34
WTG 006	5.513,33	4.475,10	4.375,66	2.001,00	541,58	0	1.657,78	3.179,84	3.887,74	4.607,16	6.201,82	8.077,58	8.818,71	10.140,43	11.472,63	12.540,68
WTG 007	7.064,85	6.057,58	5.896,00	3.642,74	2.196,45	1.657,78	0	1.522,05	2.238,27	2.959,53	4.570,27	6.442,53	7.186,88	8.510,30	9.845,53	10.913,48
WTG 008	8.523,61	7.538,23	7.343,31	5.158,81	3.718,04	3.179,84	1.522,05	0	758,10	1.468,19	3.098,16	4.955,65	5.702,85	7.026,00	8.363,25	9.429,83
WTG 009	9.274,39	8.282,76	8.095,88	5.880,42	4.428,87	3.887,74	2.238,27	758,10	0	721,44	2.344,54	4.209,22	4.955,34	6.278,99	7.615,65	8.682,97
WTG 010	9.991,43	9.002,70	8.811,48	6.601,25	5.148,51	4.607,16	2.959,53	1.468,19	721,44	0	1.630,93	3.489,20	4.235,87	5.559,36	6.896,35	7.963,36
WTG 011	11.618,86	10.624,48	10.440,33	8.201,86	6.743,12	6.201,82	4.570,27	3.098,16	2.344,54	1.630,93	0	1.876,06	2.617,42	3.940,34	5.275,27	6.343,21
WTG 012	13.478,82	12.491,84	12.297,17	10.077,28	8.618,95	8.077,58	6.442,53	4.955,65	4.209,22	3.489,20	1.876,06	0	747,85	2.070,35	3.407,65	4.474,25
WTG 013	14.226,26	13.238,11	13.044,82	10.819,05	9.359,88	8.818,71	7.186,88	5.702,85	4.955,34	4.235,87	2.617,42	747,85	0	1.323,67	2.660,48	3.727,62
WTG 014	15.549,07	14.561,75	14.367,14	12.141,07	10.681,42	10.140,43	8.510,30	7.026,00	6.278,99	5.559,36	3.940,34	2.070,35	1.323,67	0	1.337,43	2.404,00
WTG 015	16.886,45	15.898,34	15.704,58	13.473,55	12.013,32	11.472,63	9.845,53	8.363,25	7.615,65	6.896,35	5.275,27	3.407,65	2.660,48	1.337,43	0	1.068,11
WTG 016	17.952,52	16.965,73	16.770,11	14.541,62	13.081,34	12.540,68	10.913,48	9.429,83	8.682,97	7.963,36	6.343,21	4.474,25	3.727,62	2.404,00	1.068,11	0

Distanza relativa tra gli aerogeneratori in diametri

	to WTG 001	to WTG 002	to WTG 003	to WTG 004	to WTG 005	to WTG 006	to WTG 007	to WTG 008	to WTG 009	to WTG 010	to WTG 011	to WTG 012	to WTG 013	to WTG 014	to WTG 015	to WTG 016
from WTG 001 (170,0m)	0	6,3	7,0	21,1	29,4	32,4	41,6	50,1	54,6	58,8	68,3	79,3	83,7	91,5	99,3	105,6
from WTG 002 (170,0m)	6,3	0	3,3	14,8	23,2	26,3	35,6	44,3	48,7	53,0	62,5	73,5	77,9	85,7	93,5	99,8
from WTG 003 (170,0m)	7,0	3,3	0	14,9	22,8	25,7	34,7	43,2	47,6	51,8	61,4	72,3	76,7	84,5	92,4	98,6
from WTG 004 (170,0m)	21,1	14,8	14,9	0	8,6	11,8	21,4	30,3	34,6	38,8	48,2	59,3	63,6	71,4	79,3	85,5
from WTG 005 (170,0m)	29,4	23,2	22,8	8,6	0	3,2	12,9	21,9	26,1	30,3	39,7	50,7	55,1	62,8	70,7	76,9
from WTG 006 (170,0m)	32,4	26,3	25,7	11,8	3,2	0	9,8	18,7	22,9	27,1	36,5	47,5	51,9	59,6	67,5	73,8
from WTG 007 (170,0m)	41,6	35,6	34,7	21,4	12,9	9,8	0	9,0	13,2	17,4	26,9	37,9	42,3	50,1	57,9	64,2
from WTG 008 (170,0m)	50,1	44,3	43,2	30,3	21,9	18,7	9,0	0	4,5	8,6	18,2	29,2	33,5	41,3	49,2	55,5
from WTG 009 (170,0m)	54,6	48,7	47,6	34,6	26,1	22,9	13,2	4,5	0	4,2	13,8	24,8	29,1	36,9	44,8	51,1
from WTG 010 (170,0m)	58,8	53,0	51,8	38,8	30,3	27,1	17,4	8,6	4,2	0	9,6	20,5	24,9	32,7	40,6	46,8
from WTG 011 (170,0m)	68,3	62,5	61,4	48,2	39,7	36,5	26,9	18,2	13,8	9,6	0	11,0	15,4	23,2	31,0	37,3
from WTG 012 (170,0m)	79,3	73,5	72,3	59,3	50,7	47,5	37,9	29,2	24,8	20,5	11,0	0	4,4	12,2	20,0	26,3
from WTG 013 (170,0m)	83,7	77,9	76,7	63,6	55,1	51,9	42,3	33,5	29,1	24,9	15,4	4,4	0	7,8	15,6	21,9
from WTG 014 (170,0m)	91,5	85,7	84,5	71,4	62,8	59,6	50,1	41,3	36,9	32,7	23,2	12,2	7,8	0	7,9	14,1
from WTG 015 (170,0m)	99,3	93,5	92,4	79,3	70,7	67,5	57,9	49,2	44,8	40,6	31,0	20,0	15,6	7,9	0	6,3
from WTG 016 (170,0m)	105,6	99,8	98,6	85,5	76,9	73,8	64,2	55,5	51,1	46,8	37,3	26,3	21,9	14,1	6,3	0

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

Summary results

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	275,129	17,196	16,338	18,176
Gross AEP [GWh]	280,134	17,508	16,801	18,291
Wake loss [%]	1,79	-	-	-

Site results

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	(564084,8, 4540987,0)	Gamesa 6.2-170	SG 344	135	18,176	0,54
Turbine site 002	(565155,7, 4541081,0)	Gamesa 6.2-170	SG 346	135	17,397	3,24
Turbine site 003	(565175,2, 4540513,0)	Gamesa 6.2-170	SG 320	135	16,338	6,31
Turbine site 004	(567671,9, 4540895,0)	Gamesa 6.2-170	SG 360	135	18,124	0,91
Turbine site 005	(569047,2, 4540402,0)	Gamesa 6.2-170	SG 365	135	18,002	1,27
Turbine site 006	(569537,5, 4540172,0)	Gamesa 6.2-170	SG 366	135	17,747	2,3
Turbine site 007	(570943,7, 4539294,0)	Gamesa 6.2-170	SG 363	135	17,109	0,92
Turbine site 008	(572232,6, 4538484,0)	Gamesa 6.2-170	SG 370	135	16,910	1,27
Turbine site 009	(572981,9, 4538369,0)	Gamesa 6.2-170	SG 371	135	16,660	2,55
Turbine site 010	(573646,1, 4538087,0)	Gamesa 6.2-170	SG 370	135	16,449	2,1

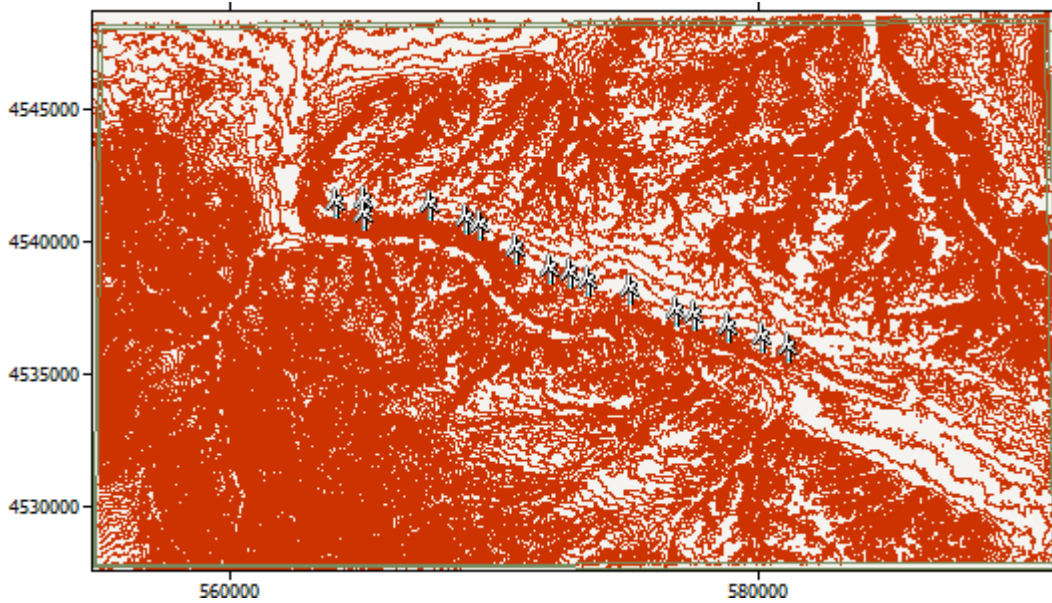
Turbine site 011	(575236,4, 4537725,0)	Gamesa 6.2-170	SG 390	135	17,215	1,05
Turbine site 012	(576944,9, 4536950,0)	Gamesa 6.2-170	SG 390	135	17,141	0,95
Turbine site 013	(577665,6, 4536751,0)	Gamesa 6.2-170	SG 390	135	17,017	1,86
Turbine site 014	(578913,5, 4536309,0)	Gamesa 6.2-170	SG 400	135	17,193	1,11
Turbine site 015	(580192,5, 4535918,0)	Gamesa 6.2-170	SG 398	135	16,808	1,13
Turbine site 016	(581188,8, 4535533,0)	Gamesa 6.2-170	SG 410	135	16,842	1,1

Site wind climates

Site	Location [m]	Height [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]	dRIX [%]
Turbine site 001	(564084,8, 4540987,0)	135	6,9	1,67	6,16	336	3,2	N/A
Turbine site 002	(565155,7, 4541081,0)	135	6,8	1,67	6,10	324	3,0	N/A
Turbine site 003	(565175,2, 4540513,0)	135	6,7	1,67	6,01	311	5,1	N/A
Turbine site 004	(567671,9, 4540895,0)	135	6,9	1,67	6,16	335	3,7	N/A
Turbine site 005	(569047,2, 4540402,0)	135	6,9	1,67	6,15	334	3,2	N/A
Turbine site 006	(569537,5, 4540172,0)	135	6,9	1,67	6,14	333	3,2	N/A
Turbine site 007	(570943,7, 4539294,0)	135	6,7	1,67	5,96	304	2,0	N/A
Turbine site 008	(572232,6, 4538484,0)	135	6,6	1,67	5,93	300	1,6	N/A
Turbine site 009	(572981,9, 4538369,0)	135	6,6	1,67	5,92	297	1,1	N/A
Turbine site 010	(573646,1, 4538087,0)	135	6,6	1,67	5,86	289	0,7	N/A

Turbine 011	site	(575236,4, 4537725,0)	135	6,7	1,67	5,98	307	0,4	N/A
Turbine 012	site	(576944,9, 4536950,0)	135	6,7	1,67	5,96	303	0,8	N/A
Turbine 013	site	(577665,6, 4536751,0)	135	6,7	1,67	5,97	304	0,4	N/A
Turbine 014	site	(578913,5, 4536309,0)	135	6,7	1,67	5,98	306	0,2	N/A
Turbine 015	site	(580192,5, 4535918,0)	135	6,6	1,67	5,90	294	0,2	N/A
Turbine 016	site	(581188,8, 4535533,0)	135	6,6	1,67	5,91	296	0,1	N/A

The wind farm lies in a map called 'Venosa_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. [%]
Turbine site 001	8,7	2,36	13,99	7,75	3760,991	3760,991	100,0
Turbine site 002	8,6	2,38	14,33	7,62	3758,907	3758,907	100,0
Turbine site 003	8,1	2,40	13,32	7,22	3211,014	2336,824	72,78
Turbine site 004	8,6	2,38	14,48	7,63	3811,490	3811,490	100,0
Turbine site 005	8,6	2,37	14,76	7,66	3900,584	3900,584	100,0
Turbine site 006	8,5	2,38	14,11	7,50	3610,367	3610,367	100,0
Turbine site 007	8,2	2,39	13,90	7,24	3365,048	3365,048	100,0
Turbine site 008	8,2	2,40	13,91	7,24	3367,480	3367,480	100,0
Turbine site 009	8,2	2,39	14,17	7,30	3475,071	3475,071	100,0
Turbine site 010	8,1	2,40	14,04	7,22	3379,758	3379,758	100,0
Turbine site 011	8,3	2,39	14,13	7,35	3504,777	3504,777	100,0
Turbine site 012	8,3	2,39	14,21	7,38	3550,479	3550,479	100,0
Turbine site 013	8,4	2,38	14,53	7,44	3671,878	3671,878	100,0
Turbine site 014	8,3	2,40	14,07	7,36	3500,168	3500,168	100,0
Turbine site 015	8,2	2,39	14,26	7,29	3491,198	3491,198	100,0
Turbine site 016	8,2	2,39	13,81	7,25	3349,130	3349,130	100,0
Sector 1 total	-	-	-	-	56708,342	55834,149	98,46

Sector 2 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	4,9	1,79	4,14	4,38	362,694	362,694	100,0
Turbine site 002	5,0	1,79	4,33	4,44	391,734	391,734	100,0
Turbine site 003	4,8	1,80	4,09	4,26	332,130	330,382	99,47
Turbine site 004	5,3	1,77	4,62	4,70	483,682	483,682	100,0
Turbine site 005	5,4	1,76	4,82	4,80	533,614	533,614	100,0
Turbine site 006	5,5	1,76	4,92	4,93	575,818	575,818	100,0
Turbine site 007	5,3	1,76	4,73	4,68	492,462	492,462	100,0
Turbine site 008	4,9	1,79	4,37	4,39	384,545	384,545	100,0
Turbine site 009	4,9	1,80	4,35	4,33	369,277	369,277	100,0
Turbine site 010	4,8	1,80	4,30	4,27	350,356	350,356	100,0
Turbine site 011	5,0	1,78	4,47	4,48	414,677	414,677	100,0
Turbine site 012	4,9	1,80	4,34	4,35	373,050	373,050	100,0
Turbine site 013	4,9	1,79	4,44	4,40	391,807	391,807	100,0
Turbine site 014	4,9	1,80	4,31	4,36	372,060	372,060	100,0
Turbine site 015	4,9	1,80	4,37	4,33	370,140	370,140	100,0
Turbine site 016	4,8	1,80	4,22	4,27	343,787	343,787	100,0
Sector 2 total	-	-	-	-	6541,833	6540,085	99,97

Sector 3 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	4,0	1,81	3,31	3,57	160,169	160,011	99,9
Turbine site 002	4,1	1,81	3,52	3,65	182,665	182,665	100,0
Turbine site 003	4,1	1,81	3,57	3,68	190,922	190,922	100,0
Turbine site 004	4,3	1,81	3,72	3,78	214,365	214,365	100,0
Turbine site 005	4,2	1,82	3,76	3,77	214,502	214,502	100,0
Turbine site 006	4,3	1,81	3,82	3,83	229,392	229,392	100,0
Turbine site 007	4,2	1,81	3,77	3,72	206,600	206,600	100,0
Turbine site 008	4,1	1,81	3,65	3,65	189,513	189,513	100,0
Turbine site 009	4,1	1,81	3,63	3,62	182,828	182,828	100,0
Turbine site 010	4,0	1,81	3,59	3,57	173,325	173,325	100,0
Turbine site 011	4,1	1,81	3,68	3,68	195,429	195,429	100,0
Turbine site 012	4,1	1,81	3,59	3,62	180,879	180,879	100,0
Turbine site 013	4,1	1,81	3,63	3,62	183,503	183,503	100,0
Turbine site 014	4,1	1,81	3,60	3,65	186,016	186,016	100,0
Turbine site 015	4,1	1,81	3,63	3,60	180,743	180,743	100,0
Turbine site 016	4,0	1,81	3,54	3,58	172,940	172,940	100,0
Sector 3 total	-	-	-	-	3043,791	3043,633	99,99

Sector 4 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	4,2	1,87	4,32	3,69	224,539	163,191	72,68
Turbine site 002	4,1	1,87	4,39	3,67	226,061	202,719	89,67
Turbine site 003	4,3	1,86	4,73	3,84	279,305	243,135	87,05
Turbine site 004	4,2	1,86	4,42	3,73	238,029	230,986	97,04
Turbine site 005	4,1	1,86	4,31	3,65	218,082	200,358	91,87
Turbine site 006	4,3	1,86	4,48	3,78	252,101	252,101	100,0
Turbine site 007	4,2	1,86	4,57	3,72	244,335	244,335	100,0
Turbine site 008	4,2	1,87	4,63	3,71	245,054	168,055	68,58
Turbine site 009	4,1	1,87	4,54	3,65	227,963	212,027	93,01
Turbine site 010	4,1	1,87	4,56	3,62	224,790	205,361	91,36
Turbine site 011	4,2	1,87	4,54	3,69	237,652	237,652	100,0
Turbine site 012	4,1	1,87	4,49	3,65	225,665	182,784	81,0
Turbine site 013	4,0	1,87	4,40	3,59	211,093	201,519	95,46
Turbine site 014	4,2	1,87	4,56	3,70	238,760	222,707	93,28
Turbine site 015	4,1	1,87	4,51	3,62	220,520	212,437	96,33
Turbine site 016	4,1	1,87	4,59	3,68	237,626	237,626	100,0
Sector 4 total	-	-	-	-	3751,575	3416,993	91,08

Sector 5 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	4,5	1,68	2,95	4,03	217,127	179,360	82,61
Turbine site 002	4,4	1,67	2,76	3,91	187,855	182,912	97,37
Turbine site 003	4,5	1,66	2,89	4,05	216,181	213,195	98,62
Turbine site 004	4,3	1,67	2,60	3,87	171,944	141,726	82,43
Turbine site 005	4,2	1,67	2,52	3,77	155,450	79,712	51,28
Turbine site 006	4,3	1,67	2,59	3,85	169,734	142,574	84,0
Turbine site 007	4,3	1,67	2,66	3,81	168,949	134,259	79,47
Turbine site 008	4,3	1,67	2,73	3,86	180,482	159,913	88,6
Turbine site 009	4,3	1,67	2,71	3,82	173,522	116,279	67,01
Turbine site 010	4,3	1,67	2,75	3,81	175,419	161,378	92,0
Turbine site 011	4,3	1,67	2,68	3,84	174,296	148,943	85,45
Turbine site 012	4,3	1,67	2,73	3,84	177,370	139,770	78,8
Turbine site 013	4,2	1,67	2,65	3,78	163,869	137,982	84,2
Turbine site 014	4,3	1,67	2,74	3,88	183,226	161,144	87,95
Turbine site 015	4,2	1,67	2,69	3,79	168,325	137,352	81,6
Turbine site 016	4,4	1,67	2,83	3,90	190,634	190,634	100,0
Sector 5 total	-	-	-	-	2874,384	2427,134	84,44

Sector 6 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	3,9	1,21	1,92	3,67	140,404	140,404	100,0
Turbine site 002	3,6	1,21	1,73	3,33	102,300	99,671	97,43
Turbine site 003	3,9	1,19	1,83	3,64	133,595	133,595	100,0
Turbine site 004	3,5	1,21	1,64	3,26	92,755	92,755	100,0
Turbine site 005	3,5	1,22	1,65	3,24	91,123	91,123	100,0
Turbine site 006	3,4	1,19	1,57	3,17	83,986	83,986	100,0
Turbine site 007	3,3	1,18	1,57	3,08	78,745	78,745	100,0
Turbine site 008	3,3	1,18	1,61	3,12	83,306	83,306	100,0
Turbine site 009	3,3	1,19	1,65	3,15	86,788	86,788	100,0
Turbine site 010	3,3	1,19	1,65	3,14	86,334	86,334	100,0
Turbine site 011	3,3	1,19	1,62	3,16	85,904	85,904	100,0
Turbine site 012	3,4	1,20	1,67	3,21	91,226	91,226	100,0
Turbine site 013	3,4	1,21	1,68	3,20	91,161	91,161	100,0
Turbine site 014	3,4	1,19	1,65	3,19	89,794	89,794	100,0
Turbine site 015	3,3	1,20	1,65	3,15	86,424	86,424	100,0
Turbine site 016	3,5	1,18	1,70	3,28	99,274	99,274	100,0
Sector 6 total	-	-	-	-	1523,120	1520,491	99,83

Sector 7 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	7,4	1,73	7,31	6,62	1489,448	1489,448	100,0
Turbine site 002	7,3	1,71	6,67	6,51	1321,280	980,503	74,21
Turbine site 003	6,9	1,71	6,10	6,17	1109,602	1109,602	100,0
Turbine site 004	7,3	1,69	6,13	6,50	1210,836	1210,836	100,0
Turbine site 005	7,3	1,68	6,13	6,52	1216,035	1216,035	100,0
Turbine site 006	7,1	1,69	5,96	6,38	1145,305	1145,305	100,0
Turbine site 007	6,9	1,69	5,97	6,17	1086,430	1086,430	100,0
Turbine site 008	6,9	1,70	6,09	6,17	1108,455	1108,455	100,0
Turbine site 009	7,0	1,70	6,21	6,22	1144,801	1144,801	100,0
Turbine site 010	6,9	1,71	6,30	6,16	1144,014	1144,014	100,0
Turbine site 011	7,0	1,69	6,11	6,26	1137,241	1137,241	100,0
Turbine site 012	7,1	1,70	6,37	6,30	1198,567	1198,567	100,0
Turbine site 013	7,1	1,69	6,32	6,34	1202,057	1202,057	100,0
Turbine site 014	7,0	1,70	6,26	6,28	1173,021	1173,021	100,0
Turbine site 015	7,0	1,70	6,22	6,21	1144,345	1144,345	100,0
Turbine site 016	6,9	1,71	6,38	6,19	1168,053	1168,053	100,0
Sector 7 total	-	-	-	-	18999,491	18658,712	98,21

Sector 8 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	7,2	1,93	14,53	6,36	2788,798	2788,798	100,0
Turbine site 002	7,2	1,93	15,12	6,43	2957,863	2948,573	99,69
Turbine site 003	6,9	1,95	14,09	6,10	2510,114	2510,114	100,0
Turbine site 004	7,5	1,94	15,59	6,62	3202,029	3202,029	100,0
Turbine site 005	7,5	1,93	16,00	6,70	3352,048	3352,048	100,0
Turbine site 006	7,4	1,94	15,35	6,60	3139,064	3139,064	100,0
Turbine site 007	7,1	1,94	15,02	6,32	2850,546	2850,546	100,0
Turbine site 008	7,0	1,95	14,84	6,20	2725,416	2725,416	100,0
Turbine site 009	7,0	1,94	15,09	6,23	2797,296	2797,296	100,0
Turbine site 010	6,9	1,94	14,90	6,13	2680,257	2680,257	100,0
Turbine site 011	7,1	1,94	15,13	6,32	2876,202	2876,202	100,0
Turbine site 012	7,1	1,94	15,09	6,28	2831,868	2831,868	100,0
Turbine site 013	7,2	1,94	15,49	6,36	2978,028	2978,028	100,0
Turbine site 014	7,1	1,94	14,95	6,27	2797,665	2797,665	100,0
Turbine site 015	7,0	1,94	15,19	6,24	2817,622	2817,622	100,0
Turbine site 016	6,9	1,95	14,61	6,12	2615,984	2615,984	100,0
Sector 8 total	-	-	-	-	45920,801	45911,511	99,98

Sector 9 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	7,4	1,75	14,44	6,58	2919,402	2919,402	100,0
Turbine site 002	7,5	1,74	15,12	6,72	3153,499	3152,105	99,96
Turbine site 003	7,6	1,75	15,47	6,74	3242,109	3242,109	100,0
Turbine site 004	7,8	1,73	15,63	6,95	3417,103	3417,103	100,0
Turbine site 005	7,8	1,73	15,56	6,92	3380,828	3380,828	100,0
Turbine site 006	7,9	1,73	16,06	7,04	3577,345	3577,345	100,0
Turbine site 007	7,7	1,74	16,08	6,84	3437,599	3437,599	100,0
Turbine site 008	7,6	1,74	15,82	6,73	3304,959	3304,959	100,0
Turbine site 009	7,5	1,74	15,60	6,66	3207,693	3207,693	100,0
Turbine site 010	7,4	1,74	15,54	6,57	3135,605	3135,605	100,0
Turbine site 011	7,6	1,74	15,75	6,77	3320,198	3320,198	100,0
Turbine site 012	7,5	1,74	15,43	6,66	3174,086	3174,086	100,0
Turbine site 013	7,5	1,74	15,38	6,66	3158,986	3158,986	100,0
Turbine site 014	7,5	1,74	15,57	6,72	3244,916	3244,916	100,0
Turbine site 015	7,4	1,74	15,56	6,63	3177,480	3177,480	100,0
Turbine site 016	7,4	1,75	15,43	6,60	3135,665	3135,665	100,0
Sector 9 total	-	-	-	-	51987,472	51986,080	100,0

Sector 10 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	6,7	1,47	9,91	6,07	1740,253	1740,253	100,0
Turbine site 002	6,7	1,46	9,97	6,03	1734,428	1534,716	88,49
Turbine site 003	7,0	1,48	11,07	6,35	2073,385	2069,111	99,79
Turbine site 004	6,7	1,46	10,05	6,11	1778,147	1648,606	92,71
Turbine site 005	6,6	1,46	9,81	5,98	1681,740	1607,185	95,57
Turbine site 006	6,8	1,45	10,25	6,16	1833,527	1731,688	94,45
Turbine site 007	6,7	1,46	10,45	6,07	1829,944	1816,259	99,25
Turbine site 008	6,7	1,46	10,51	6,08	1850,053	1842,982	99,62
Turbine site 009	6,6	1,46	10,29	5,99	1770,676	1503,532	84,91
Turbine site 010	6,6	1,46	10,34	5,95	1762,892	1677,867	95,18
Turbine site 011	6,7	1,46	10,33	6,06	1805,781	1706,551	94,5
Turbine site 012	6,6	1,46	10,19	5,99	1752,630	1751,853	99,96
Turbine site 013	6,5	1,46	9,99	5,90	1679,846	1523,534	90,69
Turbine site 014	6,7	1,46	10,34	6,07	1814,300	1769,201	97,51
Turbine site 015	6,6	1,46	10,22	5,94	1736,620	1670,629	96,2
Turbine site 016	6,7	1,47	10,48	6,06	1833,942	1795,518	97,9
Sector total	-	-	-	-	28678,164	27389,485	95,51

Sector 11 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	5,5	1,26	8,95	5,10	1193,268	1193,268	100,0
Turbine site 002	5,2	1,24	8,54	4,86	1053,097	1053,097	100,0
Turbine site 003	5,5	1,26	9,24	5,07	1220,829	1091,704	89,42
Turbine site 004	5,1	1,24	8,18	4,73	965,886	965,886	100,0
Turbine site 005	4,9	1,24	7,94	4,61	897,343	833,432	92,88
Turbine site 006	5,0	1,24	8,16	4,71	957,499	668,024	69,77
Turbine site 007	5,0	1,24	8,37	4,66	964,093	854,278	88,61
Turbine site 008	5,1	1,24	8,60	4,73	1014,477	901,527	88,87
Turbine site 009	5,0	1,24	8,50	4,69	987,791	891,695	90,27
Turbine site 010	5,0	1,24	8,62	4,69	1003,966	770,293	76,73
Turbine site 011	5,0	1,24	8,43	4,70	985,571	927,526	94,11
Turbine site 012	5,1	1,24	8,53	4,74	1007,571	923,894	91,7
Turbine site 013	5,0	1,24	8,30	4,64	947,644	816,215	86,13
Turbine site 014	5,1	1,24	8,59	4,77	1028,209	918,484	89,33
Turbine site 015	5,0	1,24	8,45	4,65	966,923	880,382	91,05
Turbine site 016	5,2	1,24	8,81	4,81	1069,433	921,114	86,13
Sector total	-	-	-	-	16263,598	14610,819	89,84

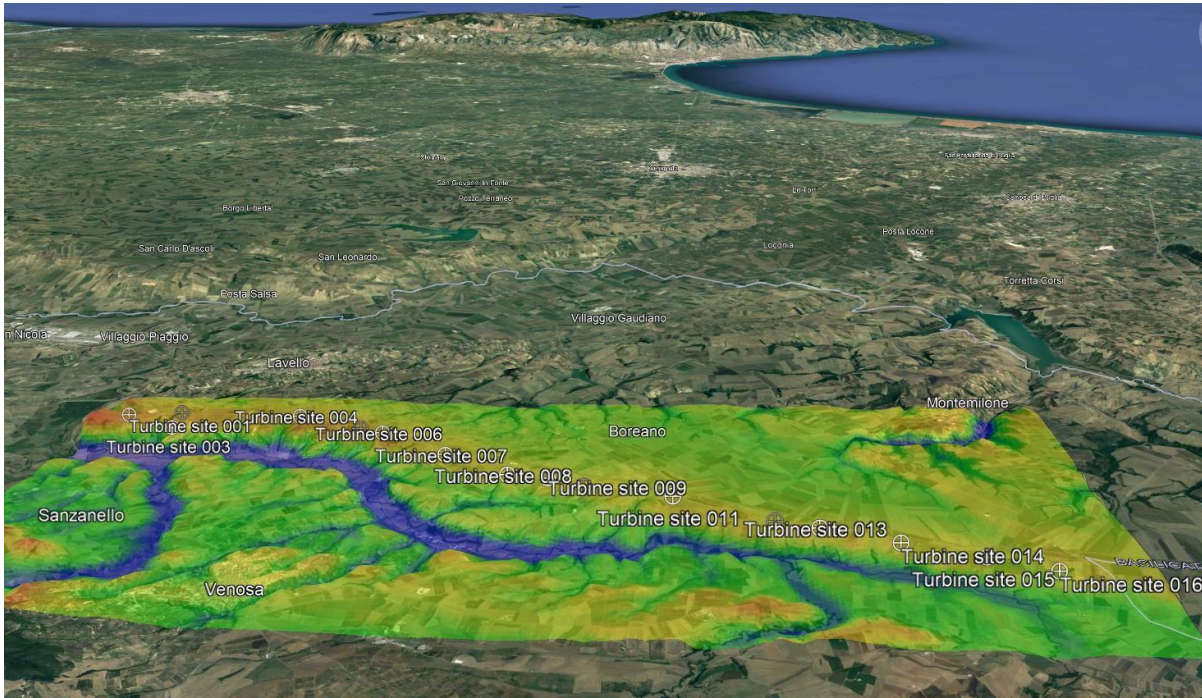
Sector 12 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
Turbine site 001	8,0	1,98	14,23	7,10	3277,793	3277,793	100,0
Turbine site 002	7,7	1,99	13,52	6,80	2909,020	2909,020	100,0
Turbine site 003	7,7	2,04	13,59	6,78	2918,778	2866,902	98,22
Turbine site 004	7,5	1,99	12,95	6,68	2704,674	2704,674	100,0
Turbine site 005	7,4	1,97	12,74	6,58	2592,862	2592,862	100,0
Turbine site 006	7,4	2,01	12,73	6,58	2591,779	2591,779	100,0
Turbine site 007	7,3	2,03	12,91	6,45	2542,879	2542,879	100,0
Turbine site 008	7,4	2,03	13,25	6,54	2673,913	2673,913	100,0
Turbine site 009	7,4	2,01	13,28	6,53	2672,702	2672,702	100,0
Turbine site 010	7,3	2,01	13,40	6,51	2684,007	2684,007	100,0
Turbine site 011	7,4	2,01	13,14	6,55	2659,671	2659,671	100,0
Turbine site 012	7,5	2,00	13,37	6,60	2742,744	2742,744	100,0
Turbine site 013	7,4	1,99	13,19	6,54	2660,671	2660,671	100,0
Turbine site 014	7,5	2,01	13,36	6,63	2758,092	2758,092	100,0
Turbine site 015	7,3	2,01	13,24	6,50	2639,696	2639,696	100,0
Turbine site 016	7,5	2,03	13,59	6,64	2812,243	2812,243	100,0
Sector total	-	-	-	-	43841,524	43789,648	99,88

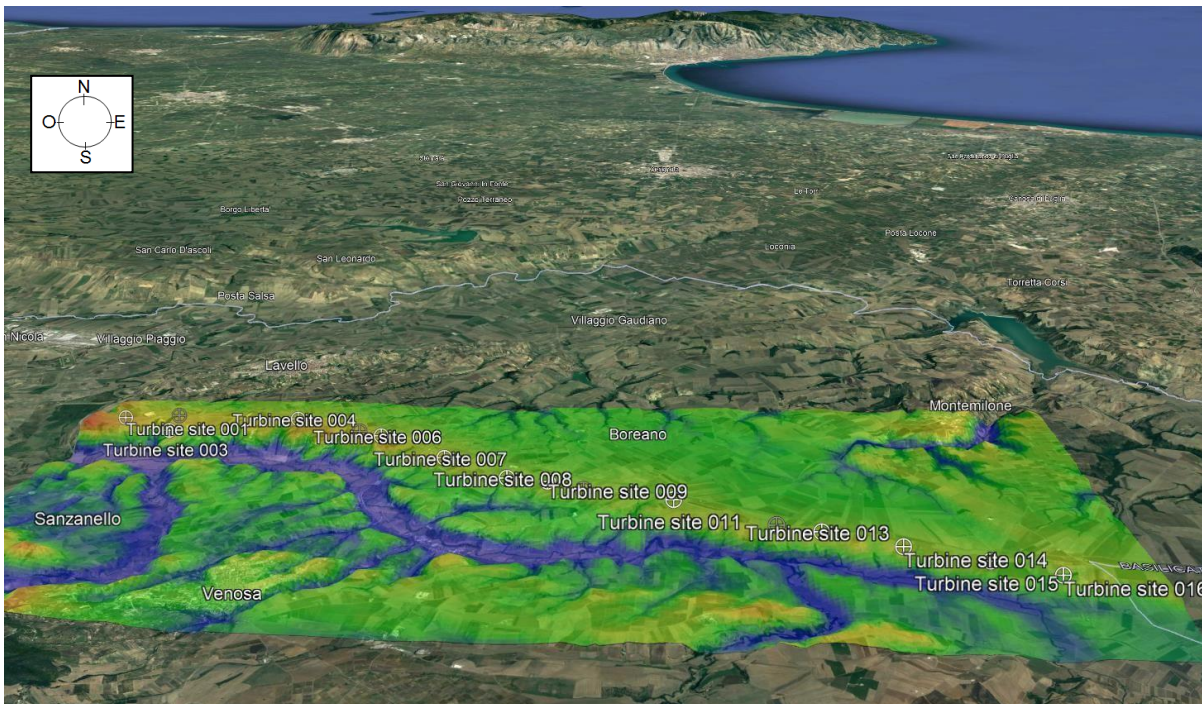
All Sectors

Turbine		Location [m]	Gross AEP [MWh]	Net AEP [MWh]	Efficiency [%]
Turbine	site	(564084,8, 4540987,0)	18274,888	18175,613	99,46
001					
Turbine	site	(565155,7, 4541081,0)	17978,708	17396,621	96,76
002					
Turbine	site	(565175,2, 4540513,0)	17437,962	16337,594	93,69
003					
Turbine	site	(567671,9, 4540895,0)	18290,940	18124,138	99,09
004					
Turbine	site	(569047,2, 4540402,0)	18234,212	18002,285	98,73
005					
Turbine	site	(569537,5, 4540172,0)	18165,916	17747,442	97,7
006					
Turbine	site	(570943,7, 4539294,0)	17267,632	17109,443	99,08
007					
Turbine	site	(572232,6, 4538484,0)	17127,653	16910,066	98,73
008					
Turbine	site	(572981,9, 4538369,0)	17096,408	16659,988	97,45
009					
Turbine	site	(573646,1, 4538087,0)	16800,725	16448,557	97,9
010					
Turbine	site	(575236,4, 4537725,0)	17397,402	17214,771	98,95
011					
Turbine	site	(576944,9, 4536950,0)	17306,132	17141,199	99,05
012					
Turbine	site	(577665,6, 4536751,0)	17340,545	17017,343	98,14
013					
Turbine	site	(578913,5, 4536309,0)	17386,228	17193,267	98,89
014					
Turbine	site	(580192,5, 4535918,0)	17000,035	16808,447	98,87
015					
Turbine	site	(581188,8, 4535533,0)	17028,710	16841,968	98,9
016					
Wind farm	-	-	280134,09	275128,74	98,21
			1	6	

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 Venosa, costituito da 16 aerogeneratori per una potenza complessiva di 99,2 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.