

Orune Wind Srl

Dicembre 2022

Parco Eolico sito nel Comune di Orune

Studio anemologico e di producibilità





REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



Committente:

Orune Wind Srl

Orune Wind Srl
Via Sardegna, 40
00187 Roma
P.IVA/C.F. 15802481000

Titolo del Progetto:

Parco Eolico sito nel Comune di Orune

Documento:

Studio anemologico e di producibilità

N° Documento

IT-VesOru-CLP-SPE TR-14

Progettista:



REDAZIONE

C.Gaioni

APPROVAZIONE

C.Mazzarella

Firmato digitalmente da: Carlo
Mazzarella
Data: 12/05/2023 11:23:27

Rev	Data Revisione	Riferimento TecnoGaia	Redatto	Controllato	Approvato
0	30.12.2022	TG084/2022-VPE	C.Gaioni	C.Mazzarella	C.Mazzarella

Impianto Eolico nel Comune di Orune (NU)

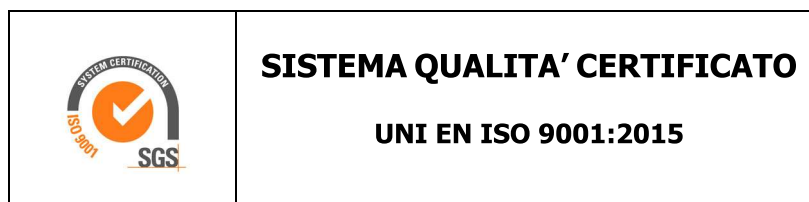
Regione Sardegna

Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
<i>Orune Wind S.r.l.</i>	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Dicembre	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Sanna</i>
					APPROVAZIONE
				C. Mazzarella	<i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 185_BS_2021_Rev2 del 29/09/2021				

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE
NEI TERMINI DI LEGGE.**



SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	4
2.1	Localizzazione dell'impianto	5
3	I DATI ANEMOMETRICI	7
4	DATI IMPIANTO	8
4.1	Aerogeneratore	8
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	11
5.1	Stazione anemometrica RIF1	11
5.2	Valutazione della ventosità a 70 m dal suolo	12
6	MODELLO DI CALCOLO	13
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	14
8	VERIFICHE SUL MODELLO	14
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull	14
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	15
8.3	Analisi di micrositing	15
8.4	Anemometro virtuale	17
9	RISULTATI DI WASP	19
9.1	Producibilità lorda dell'impianto	19
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	20
11	CONCLUSIONI	21

ALLEGATI:

Nr.	Titolo	DESCRIZIONE
1	Scheda Stazione	Scheda di installazione della stazione anemometrica la cui serie di dati è stata utilizzata per le stime e valutazioni dell'impianto in progetto, nonché le brochure dei componenti della catena di misura "tipo" dei modelli di sensore (velocità + direzione) installati e relativo acquirettore
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Tavole	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di quindici turbine
4	Brochure	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

1 PREMESSA

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Orune Wind**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nel Comune di Orune, nella Provincia di Nuoro, nella Regione Sardegna. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelta fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie riferite all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quelle della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti fasi:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici rilevati dalla stazione installata nei pressi del sito
- Verifica del posizionamento storico della serie di dati disponibili (storicizzazione)
- Valutazione della ventosità a 70 m s.l.s. del sito e, specificatamente, dei punti di prevista installazione delle turbine
- Valutazione della produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WASP è stata effettuata da personale esperto nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nel territorio comunale di Orune, nella Provincia di Nuoro, nella parte Centro settentrionale della Regione Sardegna.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa e da una rugosità medio/bassa. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area senza sensibili variazioni di quota, per diversi chilometri ed in tutte le direzioni. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dai settori occidentali.

Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **750 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**

- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo del terreno: **pascolo / incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate quindici postazioni per altrettanti aerogeneratori in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nell'**Allegato Tavole** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Dalle informazioni in nostro possesso e dalle ortofoto satellitari disponibili si rileva la presenza di alcuni parchi eolici in esercizio, nella parte Nord/Est, ma a distanze tali da non provocare interferenze (turbine posizionate ad oltre 6 km).

2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84, UTM ED50 e GAUSS BOAGA.

AG	COORDINATE UTM-WGS84 F32		COORDINATE UTM-ED50 F32		COORDINATE GAUSS BOAGA	
	Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y	Ovest (X)	Nord (Y)
AG01	520,985	4,473,348	521,068	4,473,542	1,521,010	4,473,357
AG02	522,094	4,472,980	522,177	4,473,174	1,522,119	4,472,989
AG03	521,756	4,472,332	521,839	4,472,526	1,521,781	4,472,341
AG04	521,993	4,471,851	522,076	4,472,045	1,522,018	4,471,860
AG05	522,058	4,471,252	522,141	4,471,446	1,522,083	4,471,261
AG06	522,264	4,470,521	522,347	4,470,715	1,522,289	4,470,530
AG07	523,346	4,474,334	523,429	4,474,528	1,523,371	4,474,343
AG08	522,923	4,473,561	523,006	4,473,755	1,522,948	4,473,570
AG09	523,161	4,472,135	523,244	4,472,329	1,523,186	4,472,144
AG10	524,019	4,473,229	524,102	4,473,423	1,524,044	4,473,238
AG11	521,588	4,473,646	521,671	4,473,840	1,521,613	4,473,655
AG12	525,651	4,474,302	525,734	4,474,496	1,525,676	4,474,311
AG13	525,421	4,473,629	525,504	4,473,823	1,525,446	4,473,638
AG14	525,071	4,472,855	525,154	4,473,049	1,525,096	4,472,864
AG15	525,323	4,472,190	525,406	4,472,384	1,525,348	4,472,199

Nella tabella sottostante sono riportate le inter-distanze tra gli aerogeneratori d’impianto in metri (in alto a destra) e in diametri di un rotore da 162 m (in basso a sinistra). Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni sono distanziate di almeno 3 diametri di rotore.

Inter-D	AG01	AG02	AG03	AG04	AG05	AG06	AG07	AG08	AG09	AG10	AG11	AG12	AG13	AG14	AG15
AG01		1168	1275	1805	2355	3103	2559	1950	2491	3036	673	4763	4445	4116	4490
AG02	7.3		731	1134	1728	2465	1844	1012	1361	1941	836	3795	3390	2980	3324
AG03	8.0	4.6		536	1121	1881	2557	1695	1419	2434	1325	4365	3888	3356	3570
AG04	11.3	7.1	3.4		603	1357	2828	1947	1202	2450	1840	4403	3862	3238	3347
AG05	14.7	10.8	7.0	3.8		759	3340	2466	1413	2785	2440	4713	4118	3413	3397
AG06	19.4	15.4	11.8	8.5	4.7		3964	3111	1847	3227	3197	5076	4430	3651	3485
AG07	16.0	11.5	16.0	17.7	20.9	24.8		881	2207	1294	1888	2305	2191	2272	2916
AG08	12.2	6.3	10.6	12.2	15.4	19.4	5.5		1446	1145	1338	2827	2499	2261	2764
AG09	15.6	8.5	8.9	7.5	8.8	11.5	13.8	9.0		1390	2181	3301	2709	2041	2163
AG10	19.0	12.1	15.2	15.3	17.4	20.2	8.1	7.2	8.7		2467	1953	1458	1117	1667
AG11	4.2	5.2	8.3	11.5	15.2	20.0	11.8	8.4	13.6	15.4		4116	3833	3572	4009
AG12	29.8	23.7	27.3	27.5	29.5	31.7	14.4	17.7	20.6	12.2	25.7		711	1559	2137
AG13	27.8	21.2	24.3	24.1	25.7	27.7	13.7	15.6	16.9	9.1	24.0	4.4		849	1442
AG14	25.7	18.6	21.0	20.2	21.3	22.8	14.2	14.1	12.8	7.0	22.3	9.7	5.3		711
AG15	28.1	20.8	22.3	20.9	21.2	21.8	18.2	17.3	13.5	10.4	25.1	13.4	9.0	4.4	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono stati utilizzati i dati di una serie storica alla quale è stato attribuito il codice RIF1 e la descrizione Riferimento 1, la cui serie di dati è stata trascodificata e validata a cura di TecnoGaia e che ha misurato per oltre tre anni nel confinante comune di Bitti, ad una distanza ampiamente inferiore a 15 km dal baricentro dell'impianto in progetto. Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stazione, incluso il periodo di 12 mesi preso come riferimento per le valutazioni successive:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine m s.l.m.
		s.l.s.	Latitudine	Longitudine	
Riferimento 1		60			760

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Riferimento 1		07/2008	11/2011	40,4

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Riferimento 1		01/06/2010	31/05/2011	12,0

I processi di analisi dei dati anemometrici disponibili della stazione Riferimento 1, di validazione e di loro successiva elaborazione, relativi al periodo annuale considerato, sono ampiamente illustrati nell'**Allegato Tabelle e Grafici**, cui bisogna riferirsi per approfondimenti e verifiche. Vista la contenuta disponibilità temporale di detta stazione, essa è stata sottoposta al processo di storicizzazione, grazie all'utilizzo di alcune serie di dati di lungo termine, il cui esito è stato soddisfacente ed ha comportato un incremento di quasi 4 punti percentuali al fine di considerare il valore risultante come valido per il lungo periodo. Nel Capitolo 5 sono riportati i parametri caratteristici di detta stazione.

4 DATI IMPIANTO

Le informazioni relative al progetto in oggetto considerate ai fini della valutazione sono le seguenti:

- Localizzazione del sito di prevista installazione delle turbine in progetto
- Caratteristiche del modello di aerogeneratore da impiegare nella valutazione di produzione attesa

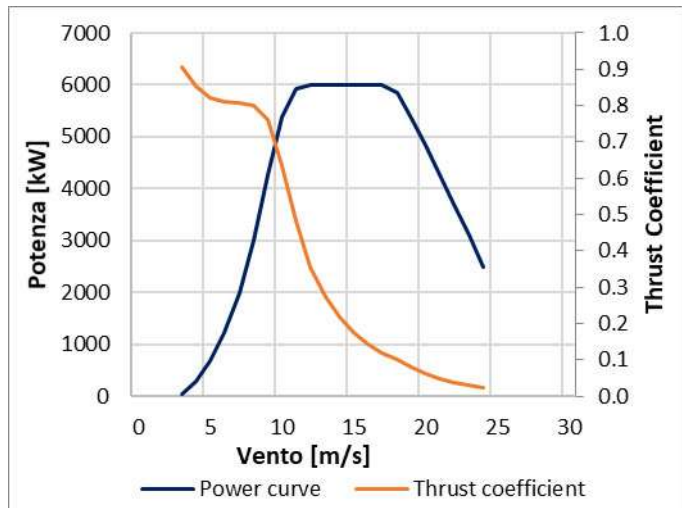
4.1 Aerogeneratore

Come anticipato nella premessa, per le valutazioni di producibilità è stato considerato il tipologico di turbina avente le caratteristiche riportate nella tabella sottostante, mentre in **Allegato Brochure** è riportata la brochure descrittiva della tipologia prevista:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
VESTAS	V162-6.0 MW	6.0 MW	162 m	125 m

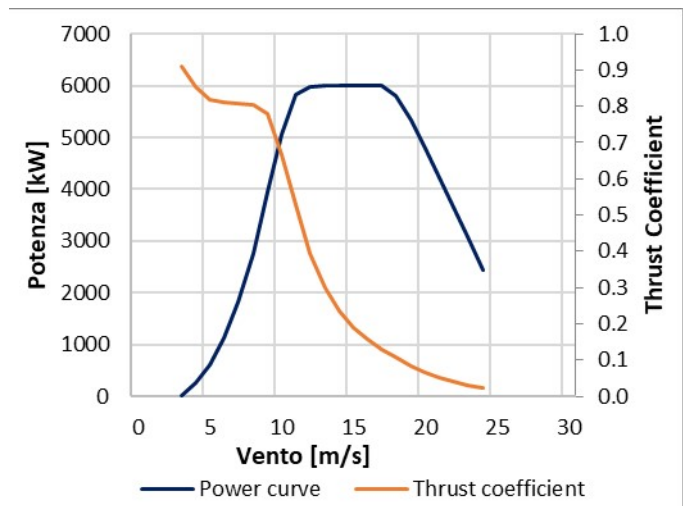
Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza, calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m^3), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		V162-6.0 MW		Diametro	162 m
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m ³)		1.225
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	32	0.908			
4	292	0.853			
5	676	0.820			
6	1229	0.812			
7	2000	0.807			
8	3017	0.800			
9	4264	0.763			
10	5380	0.635			
11	5932	0.484			
12	5998	0.356			
13	6000	0.273			
14	6000	0.216			
15	6000	0.174			
16	6000	0.144			
17	6000	0.120			
18	5846	0.100			
19	5360	0.079			
20	4844	0.062			
21	4268	0.048			
22	3690	0.038			
23	3102	0.029			
24	2479	0.022			
25	-	-			
26	-	-			
27	-	-			
28	-	-			
29	-	-			
30	-	-			



Per un corretto calcolo delle perdite relative alla differente densità dell'aria del sito in oggetto, è stata utilizzata un'altra curva, sempre fornita dal Committente, calcolata alla densità di 1.125 kg/m^3 , i cui dettagli sono nel seguito rappresentati.

Turbina		V162-6.0 MW		Diametro		162 m	
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m^3)		1.125		
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	24	0.911					
4	261	0.855					
5	615	0.820					
6	1122	0.813					
7	1832	0.809					
8	2768	0.803					
9	3937	0.780					
10	5071	0.665					
11	5823	0.529					
12	5986	0.393					
13	6000	0.299					
14	6000	0.235					
15	6000	0.190					
16	6000	0.156					
17	6000	0.130					
18	5799	0.107					
19	5324	0.084					
20	4801	0.066					
21	4232	0.052					
22	3656	0.040					
23	3076	0.031					
24	2450	0.023					
25	-	-					
26	-	-					
27	-	-					
28	-	-					
29	-	-					
30	-	-					



5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

5.1 Stazione anemometrica RIF1

La stazione anemometrica denominata "Riferimento 1" (codice RIF1) ha raccolto dati in una località sostanzialmente alla stessa quota di quella media del sito di interesse e posta in direzione Nord/Est rispetto allo stesso. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, proprio grazie alla particolare posizione di quest'ultima e non rilevandosi significativi ostacoli tra i due punti, anche grazie alle correlazioni con gli altri presidi anemometrici, mantiene caratteristiche tali da poter rappresentare il comportamento della risorsa per un'ampia parte del territorio, compresa quella d'interesse per questo studio.

La stazione era costituita da un sostegno tubolare di altezza pari a 60 m, la cui strumentazione usata per questo studio è la seguente:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	60 m	NRG #40C
Sensore: DIREZIONE	60 m	NRG #200P
Acquisitore	2 m	Secondwind NOMAD 2

Il data-logger, di tipo Secondwind Nomad2, che ha registrato le grandezze di direzione e velocità, pre-elabora i dati campionati e registra i risultati ogni 10 minuti su apposita memoria magnetica.

Copia della scheda riepilogativa della stazione, nonché della documentazione tecnica della catena di misura gonio anemometrica dei sensori di velocità e direzione installati sulla stessa ed utilizzati per gli studi, sono inclusi nell'**Allegato Scheda Stazione**.

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato sulla stazione anemometrica RIF1, per il periodo di 12 mesi preso come riferimento, sono sintetizzati nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H sensore	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
████████	60	12.0	97.6	6.30	373	7.21	1.68

Come già indicato, negli allegati sono riportate le informazioni di maggior dettaglio sulla stazione anemometrica e sull'analisi statistica dei dati rilevati, in particolare si sottolineano i seguenti documenti:

- **Allegato 1:** Raccolta della documentazione tecnica della stazione anemometrica
- **Allegato 2:** Risultati delle elaborazioni statistiche dei dati anemometrici

La misura a 60 m dal suolo presenta una disponibilità superiore al 97% e, in accordo alle normative regionali, per un periodo di misura pari a 12 mesi.

5.2 Valutazione della ventosità a 70 m dal suolo

La ventosità che interessa il rotore degli aerogeneratori di media e di grande taglia, che tipicamente hanno un'altezza del mozzo che varia da 50 m ad oltre 100 m, è generalmente ben rappresentata da quella che interessa una quota dal suolo pari a 70 m.

Non disponendo di misure a detta altezza dal suolo è possibile definire l'intensità del vento per estrapolazione con l'ausilio del parametro di gradiente al suolo (*alfa*).

Tale grandezza è determinabile qualora siano disponibili, sul medesimo sostegno, due misure di velocità (V_2 e V_1) a due differenti altezze (h_2 e h_1).

La relazione che permette di stimare la velocità del vento a diverse altezze dal suolo è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_2 / V_1 = \left(h_2 / h_1 \right)^{\text{alfa}}$$

dove *alfa* è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Avendo a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due o più altezze dal suolo, è possibile stimare il valore di *alfa* sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione. Tale valore si ottiene infatti dall'applicazione della stessa formula di cui sopra:

$$\text{alfa} = \log(V_2 / V_1) / \log(h_2 / h_1)$$

A tal fine, pertanto, la verifica di questa condizione viene svolta utilizzando i valori della stima all'altezza di mozzo, pari a 125 m, rapportati all'altezza desiderata, ovvero 70 m, tramite utilizzo del gradiente misurato, pari a 0.22. Questi sono i risultati relativi:

Site ID	Coordinate UTM ED50 Fuso 32		EI [m]	Ht [m]	U [m/s]
	X [m]	Y [m]			
AG01	521,068	4,473,542	741	70.0	5.71
AG02	522,177	4,473,174	733	70.0	5.40
AG03	521,839	4,472,526	748	70.0	5.53
AG04	522,076	4,472,045	736	70.0	5.25
AG05	522,141	4,471,446	800	70.0	5.63
AG06	522,347	4,470,715	781	70.0	5.59
AG07	523,429	4,474,528	787	70.0	5.82
AG08	523,006	4,473,755	719	70.0	5.44
AG09	523,244	4,472,329	740	70.0	5.38
AG10	524,102	4,473,423	721	70.0	5.19
AG11	521,671	4,473,840	695	70.0	5.43
AG12	525,734	4,474,496	756	70.0	5.30
AG13	525,504	4,473,823	777	70.0	5.46
AG14	525,154	4,473,049	736	70.0	5.25
AG15	525,406	4,472,384	734	70.0	5.25

La verifica è positiva. Infatti, per tutti i punti ipotizzati si rileva una ventosità stimata a 70 m dal suolo superiore al valore di ventosità minimo richiesto dalla normativa regionale (5 m/s). Nello specifico, infatti, il valore più basso è 5.19 m/s, quello più elevato 5.82 m/s, con una media pari a 5.44 m/s.

6 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è

tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all’impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 645 km², precisamente un rettangolo di 19 x 34 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell’intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l’intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

8 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all’interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l’intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell’incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull’approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell’altezza dal suolo. Inoltre, grazie alla presenza di altre serie di dati appartenenti a stazioni localizzate nell’area considerata, si è proceduto anche a svolgere analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo, i cui risultati sono stati propedeutici alla decisioni intraprese ed a ridurre le incertezze dei processi posti in atto.

8.1 Verifica dell’approssimazione della curva di Weibull

Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull’area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell’anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WASP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto, sia la prima che la seconda verifica sono da considerarsi positive, soprattutto in merito al confronto tra i parametri dell'energia specifica (scostamenti prossimi allo zero), mentre per il raffronto tra i valori di ventosità lo scostamento è più elevato ma comunque contenuto (circa un punto percentuale), inferiore ai parametri di incertezza insiti nel processo posto in atto.

8.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, grazie alla presenza di altro anemometro posto ad altezza differente da quello di sommità, utilizzato per le valutazioni di producibilità, il confronto può essere svolto tra il valore di alfa misurato e quello stimato da WASP nello stesso punto.

Per soddisfare l'esigenza descritta, è stata quindi effettuata una simulazione sulla verticale della stazione d'area, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa, confrontando i valori di alfa stimati tra l'altezza della misura di 60 m e quella della seconda misura, pari a 45 m. Il valore di gradiente stimato dal modello di calcolo, pari a 0.17, può essere ritenuto congruo con la zona di interesse e non troppo distante dal valore misurato (circa 0.2).

Grazie al confronto con altre serie di dati poste nella più ampia area analizzata, si potrà verificare la consistenza della risorsa ventosa della stazione di riferimento ed eventualmente apportare le dovute correzioni ed accorgimenti.

8.3 Analisi di micrositing

Quando per verificare la ventosità di un sito si hanno a disposizione serie di dati registrate da più stazioni anemometriche è possibile verificare il comportamento del modello confrontando le stime da esso ottenute utilizzando alternativamente in ingresso i dati di una di esse e il valore misurato dalle altre.

Nelle simulazioni di micrositing, solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre potrebbero essere elevati quando la

stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, soprattutto in proporzione alla distanza e, ovviamente, all'orografia del territorio intercorrente.

Nel caso specifico, gli errori commessi nelle verifiche hanno evidenziato la tendenza di RIF1 a sovrastimare la ventosità nei punti degli altri presidi utilizzati, talvolta in modo anche sensibile. Nonostante il dato misurato dalla stazione stessa sia attendibile e coerente con l'area interessata dal punto di installazione della torre anemometrica, si ritiene opportuno utilizzarla adottando i dovuti accorgimenti per la stima nel sito di interesse.

Si è deciso dunque, di considerare il dato misurato ad altezza stazione, successivamente storicizzato e di estrapolarlo ad altezza di mozzo senza applicare alcun valore di alfa (gradiente). Successive verifiche di micrositing hanno confermato la bontà di tale scelta, tendente, come già anticipato, a privilegiare un approccio ragionevolmente cautelativo.

Questo è il risultato del processo intrapreso:

Stazione anemometrica	H estrapolazione	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
██████████	125	12.0	97.6	6.55	417	7.49	1.68

Concludendo, di questo aspetto, ovvero della difficoltà del modello di calcolo di stimare la ventosità nel sito di Orune, occorrerà necessariamente tenerne conto nel calcolo delle incertezze, non oggetto di questo studio. È certo che l'approccio cautelativo utilizzato e dettagliato in precedenza è volto a minimizzare proprio la parte relativa alla sovrastima introdotta da questo fattore ed a ridurne, di conseguenza, il peso nella lettura in negativo che scaturirà dalle analisi delle incertezze.

8.4 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 125 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **AG08** che, come ventosità, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WASP.

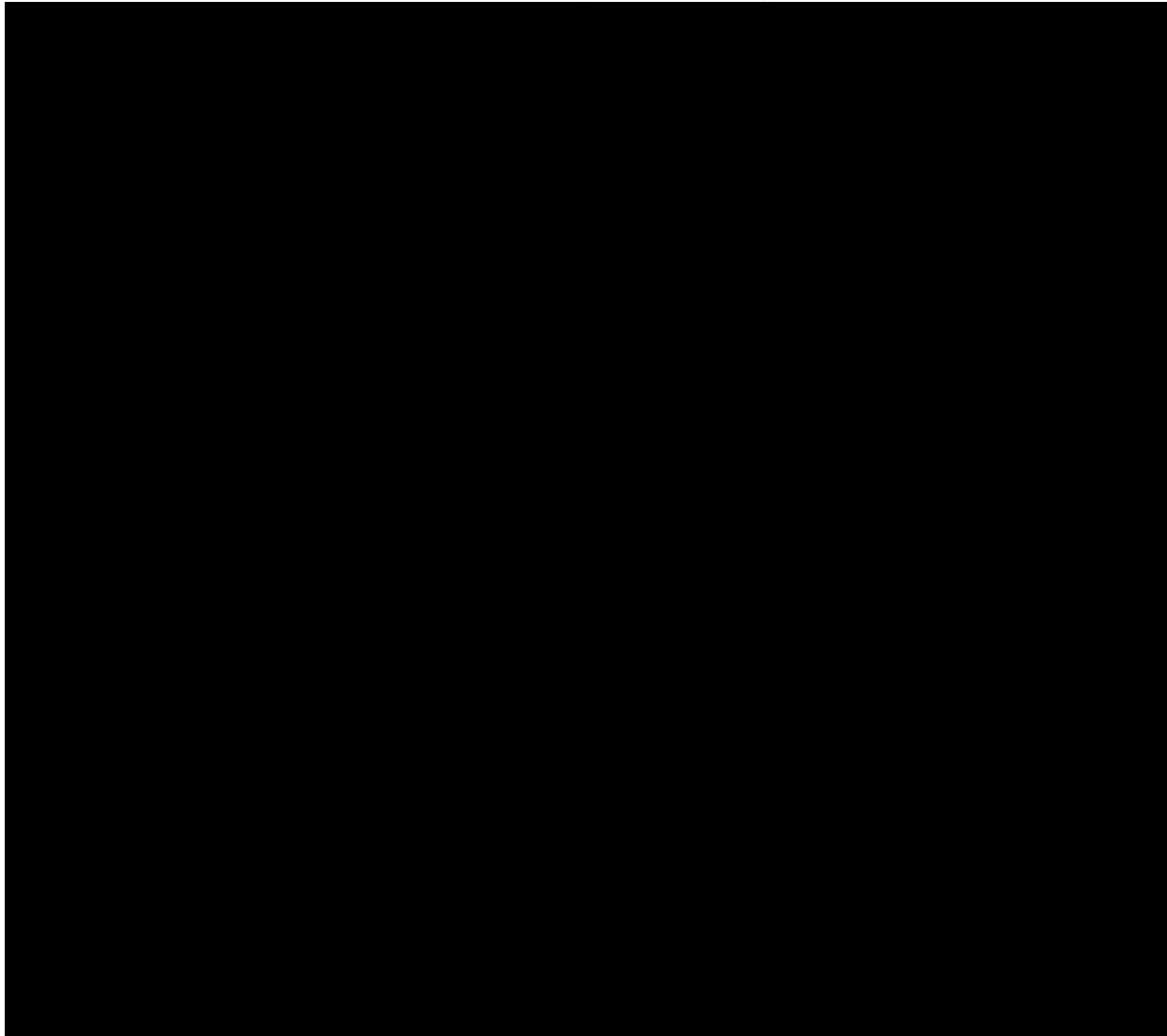
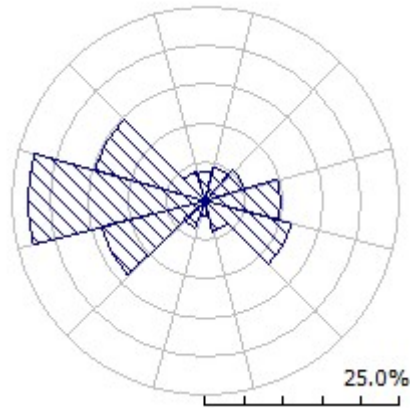
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno dei 12 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Observed Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **AG08** – Anemometer height: 125 m a.g.l.



Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC inf9@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**

Cod. Fisc. & P, IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

9 RISULTATI DI WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

9.1 Producibilità lorda dell'impianto

Nel seguito si riportano i risultati della simulazione svolta:



La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne di interesse

10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

Alla producibilità lorda ed al netto delle scie riportate nel capitolo precedente sono state sottratte le tipiche perdite d'impianto legate, oltre alla densità dell'aria, ad esempio, ai possibili eventi di fuori servizio o all'indisponibilità della rete.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta ($P_{50\%}$) di 206,957 MWh/anno pari a 2300 ore annue equivalenti.**

11 CONCLUSIONI


Il presente rapporto contiene i risultati dell'analisi di produzione attesa dall'impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nel Comune di Orune, nella Provincia di Nuoro, Regione Sardegna.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenenti ad una stazione di rilevamento (Riferimento 1) le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con altre serie di dati. Al termine degli stessi, sono stati adottati gli opportuni accorgimenti volti a minimizzare eventuali sovrastime, facendo seguito ad un approccio generale di tipo tendenzialmente conservativo sui risultati di produzione attesa con data probabilità.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le verifiche sul modello, come già detto, hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito, oltre ad essere caratterizzato da un'orografia poco complessa e da una bassa rugosità, è interessato da una buona ventosità per le altezze mozzo di progetto.

ALLEGATO 1

		QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO		 TecnoGaia s.r.l.	
<i>Scheda della stazione anemometrica</i>					
Fornitore: TECNOGAIA			Sito: ORUNE		
Data	Codifica documento	Archivio	Compilato da		
Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica					
NOME STAZIONE (max 16 car.) : XXXXXXXXXX					
Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature					
SENSORE VEL. H dal suolo <u>60</u> (m) Tipo <u>NRG</u> MOD. <u>MAX40</u> N° INVENT: _____					
SENSORE VEL. H dal suolo <u> </u> (m) Tipo <u> </u> MOD. <u> </u> N° INVENT: _____					
SENSORE DIR. H dal suolo <u>60</u> (m) Tipo <u>NRG</u> MOD. <u>200P</u> N° INVENT: _____					
Settore di direzione zero : <u>NORD</u> Senso di rotaz. positivo verso il settore : <u>EST</u>					
ALTRI SENSORI _____					
ACQUISITORE Tipo <u>SECONDIWND</u> MOD. <u>NOMAD2</u> N° INVENT. _____					
SOSTEGNO Tipo <u>NRG</u> H <u>60</u> (m) _____ N° MATR. _____					
CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo <u>SECONDWIND</u>					
Sezione C) – Dati relativi alla localizzazione della stazione anemometrica ed al sito					
Comune di : <u>BITTI</u> Provincia : <u>NU</u> Regione : <u>SARDEGNA</u>					
Tavoletta IGMI: <u>BITTI</u> Foglio n° : <u>194 II NE</u>					
Coordinate del Reticolo UTM WGS84 Lat. XXXXXXXXXX					
Altitudine in metri s.l.m.: <u>760 m</u> Caratteristiche orografiche : <u>ALTOPIANO</u>					
Utilizzo del terreno : <u>PASCOLO</u> Accessibilità : <u>BUONA</u>					
Note : _____					
Sezione D) – Procedura di trascodifica e validazione dati della stazione					
effettuata da : <u>TECNOGAIA</u>					
Indirizzo e Telefono : _____					
Note : _____					
Stazione anemometrica installata in data: <u>16/08/2001</u>					

SPECIFICATIONS

NRG #40C Anemometer

FEATURES

- The standard anemometer used in the wind energy industry
- Short distance constant
- Simple, durable design



The NRG #40C anemometer is the industry standard anemometer used worldwide. NRG #40 anemometers have recorded wind speeds of 96 m/s (214 mph). Their low moment of inertia and unique bearings permit very rapid response to gusts and lulls. Because of their output linearity, these sensors are ideal for use with various data retrieval systems. A four pole magnet induces a sine wave voltage into a coil producing an output signal with a frequency proportional to wind speed. The #40C is constructed of rugged Lexan cups molded in one piece for repeatable performance. A protective rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	3-cup anemometer
	Applications	<ul style="list-style-type: none"> • wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
	Sensor range	1 m/s to 96 m/s (2.2 mph to 214 mph) (highest recorded)
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	low level AC sine wave, frequency linearly proportional to windspeed
	Transfer function	$m/s = (Hz \times 0.765) + 0.35$ $[miles\ per\ hour = (Hz \times 1.711) + 0.78]$
	Accuracy	within 0.1 m/s (0.2 mph) for the range 5 m/s to 25 m/s (11 mph to 55 mph)
	Calibration	each anemometer individually calibrated, calibration reports provided via electronic download
	Output signal range	0 Hz to 125 Hz (highest recorded)



Global leaders in wind assessment technology

110 Riggs Road · Hinesburg · VT 05461 USA · TEL (802) 482-2255 · FAX (802) 482-2272 · EMAIL sales@nrghsystems.com

SPECIFICATIONS

Response characteristics	Threshold	0.78 m/s (1.75 miles per hour)
	Distance constant (63% recovery)	3.0 m (10 feet)
	Moment of inertia	$68 \times 10^{-6} \text{ S-ft}^2$
	Swept diameter of rotor	190 mm (7.5 inches)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)
	Operating humidity range	0 to 100% RH
Physical	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none"> • 3 cups of conical cross-section, 51 mm (2 inches) dia. • 81 mm (3.2 inches) overall assembly height
Materials	Cups	one piece injection-molded black polycarbonate
	Body	housing is black ABS plastic
	Shaft	beryllium copper, fully hardened
	Bearing	modified Teflon, self-lubricating
	Magnet	Indox 1, 25 mm (1 inch) diameter, 13 mm (0.5 inch) long, 4 poles
	Coil	single coil, bobbin wound, 4100 turns of #40 wire, shielded for ESD protection
	Boot	protective PVC sensor terminal boot included
	Terminals	brass

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road · Hinesburg · VT 05461 USA · TEL (802) 482-2255 · FAX (802) 482-2272 · EMAIL sales@nrgsystems.com

SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

- The standard wind direction vane used in the wind energy industry
- Simple, durable design
- Corrosion-resistant materials



The NRG #200P wind direction vane is the industry standard wind direction vane used worldwide. The thermoplastic and stainless steel components resist corrosion and contribute to a high strength-to-weight ratio. The vane is directly connected to a precision conductive plastic potentiometer located in the main body. An analog voltage output directly proportional to the wind direction is produced when a constant DC excitation voltage is applied to the potentiometer. A rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	continuous rotation potentiometric wind direction vane
	Applications	<ul style="list-style-type: none"> • wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
	Sensor range	360° mechanical, continuous rotation
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	Analog DC voltage from conductive plastic potentiometer, 10K ohms
	Transfer function	Output signal is a ratiometric voltage
	Accuracy	potentiometer linearity within 1%
	Dead band	8° Maximum, 4° Typical
	Output signal range	0 V to excitation voltage (excluding deadband)
Power requirements	Supply voltage	Regulated potentiometer excitation of 1 V to 15 V DC
Response characteristics	Threshold	1 m/s (2.2 miles per hour)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)



Global leaders in wind assessment technology

110 Riggs Road • Hinesburg • VT 05461 USA • TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL sales@nrghsystems.com

SPECIFICATIONS

	Operating humidity range	0 to 100% RH
	Lifespan	50 million revolutions (2-6 years normal operation)
	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
Physical	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none">• 21 cm (8.3 inches) length x 12 cm (4.3 inches) height• 27 cm (10.5 inches) swept diameter
Materials	Body	black UV stabilized static-dissipating plastic
	Shaft	stainless steel
	Bearing	stainless steel
	Wing	black UV stabilized injection molded plastic
	Boot	protective PVC sensor terminal boot included
	Terminals	brass

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road • Hinesburg • VT 05461 USA • TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL sales@nrgsystems.com

NOMAD[®] 2

WIND RESOURCE DATA LOGGER



The Wind Industry's Most Flexible Data Logger



 SECONDWIND

NOMAD™ 2 WIND DATA LOGGER SPECIFICATIONS

SENSOR INPUTS

12 counter inputs	<ul style="list-style-type: none">Configurable for AC & pulse anemometers, other frequency-output devices, and high/low digital or relay state signalingFrequency range DC to 2 kHzHigh display resolution with low frequency anemometersInput high/low threshold configurable for 0V or 3VConfigurable filtering for low frequency devices1-second count integration, $\pm 0.02\%$ accuracy
8 analog inputs	<ul style="list-style-type: none">Configurable range of 0 to 2.5V or 5V12-bit analog to digital conversion1-second sampling, $\pm 0.02\%$ accuracyDirect interface to potentiometer wind vanes, 10k thermistors, and analog-output transducers
Fault detection	<ul style="list-style-type: none">Feedback input from 2.5V+ excitation output for wiring and device fault detection
Internal temperature	<ul style="list-style-type: none">1-second sampling, $\pm 2^\circ\text{C}$ accuracy
Power supplies	<ul style="list-style-type: none">Measurement of two 9V batteries and 12V power

OUTPUTS

2.5V+ excitation:	<ul style="list-style-type: none">2.5V+ smart-switched excitation distributed to all input terminal blocks for energy-conserving measurement of potentiometers and thermistorsCalibrated to $\pm 5\text{mV}$, 25 ppm/$^\circ\text{C}$, 250 mA max
12V transducer power	<ul style="list-style-type: none">12V+ smart-switched transducer power output distributed to all input terminal blocks for energy-conserving operation of electronic transducers1 Amp maximum
12V modem power	<ul style="list-style-type: none">12V+ configurable switched modem power output for energy-conserving operation of cellular & other modems1 Amp maximum
Relay output	<ul style="list-style-type: none">For de-icing or other control applicationsSPST dry contact, 1 Amp maximum, AC or DCModbus-controlled

POWER SUPPLY

9 Volt batteries:	<ul style="list-style-type: none">2 parallel standard 9V batteries in sliding receptaclesUp to 6 months operation with alkaline, up to one year with lithium (-40°C) batteries that have no shipping restrictions
12 Volt Power:	<ul style="list-style-type: none">12V (10-18V DC) input for internal primary or rechargeable batteries, external DC power supply, or regulated solar panelTwo-screw removable internal mounting for lead-acid batteries for higher power transducer, controls, and communication gear, standard sizes up to 20 AH, extreme environment sizes up to 8 AH
Solar:	<ul style="list-style-type: none">Optional on-board solar charging regulator/controller

SERIAL PORTS

	<ul style="list-style-type: none">3 independent RS232C serial ports, up to 115 kBaud
Local port	<ul style="list-style-type: none">Direct straight-cable connection to laptop or PCStandard pinout DB9, DCE
Remote port	<ul style="list-style-type: none">Connects to modem, radio, or asynch network adapterAuto-wakeup Rx inputInternally connected for SWI-supplied modem optionsField-wireable terminals for customer-installed devices
Device Port:	<ul style="list-style-type: none">Connects to and logs from communicating transducers including multifunction Phaser® power transducers & ultrasonic anemometersPollable Modbus RTU for SCADA and other general applications

ESD PROTECTION

- All inputs, outputs, and serial port signaling transient and fault protected
- No additional lightning protection needed

USER INTERFACE

Local Display:	<ul style="list-style-type: none">4 x 20 alphanumeric character display, LCD or VFDConfigurable smart-switched powerAutomatic temperature-compensating LCD contrast
Keypad	<ul style="list-style-type: none">7-key sealed membrane keypad
Remote interface	<ul style="list-style-type: none">Full display, configuration, data transfer, & firmware upgradability by local port or modem connection to any PC via NOMAD Desktop™
Status light:	<ul style="list-style-type: none">Heartbeat LED indicates operational status independent of display

INPUT AND DATA PROCESSING

Wind speed	<ul style="list-style-type: none">Slope & offset scaling, auto-zeroing for counter inputs
Wind direction	<ul style="list-style-type: none">Modulo 360° and true vector processingDeadband location correction
Temperature	<ul style="list-style-type: none">Thermistor linearization to device accuracy ($\pm 0.1^\circ\text{C}$)
Math functions	<ul style="list-style-type: none">Average, standard deviation, maximum, time of maximum, minimum, time of minimum, total, cycles, sample value
Recording intervals	<ul style="list-style-type: none">1 minute, 10 minutes, hourly, or daily in any combination for all inputs and math functions

DATA STORAGE

Media	<ul style="list-style-type: none">Industry/consumer standard Compact Flash, up to 256MBRead/write-able by any notebook or desktop PC via PCMCIA adapter or any USB-type Compact Flash adapterFull -40° to 85°C operation rated devices available
Formats	<ul style="list-style-type: none">Card directory & file formats are fully Windows™ compatibleAny FAT (PC) formatted Compact Flash card fully usableData written to daily files in named monthly subdirectoriesEach datum in standard IEEE floating point format, indexed for positive database ID independent of file name/locationEach datum time-stamped in Universal Time (UT/GMT), configurable for time zone & daylight savings offsets
Transfer	<ul style="list-style-type: none">Files transferable by card removal, local serial connection, remote dial-up connection, or as e-mail attachments

PHYSICAL

Operating temp:	<ul style="list-style-type: none">-40° to 85°C all specifications (Vacuum Fluorescent Display)
LCD temperature:	<ul style="list-style-type: none">LCD operates from -20° to 70°C, storage -30° to 80°C
Internal RT clock	<ul style="list-style-type: none">± 1 minute/month accuracy, internet time-server adjustableBacked up by socketed 2032 Lithium coin cell (10 year life)
Wire & cabling	<ul style="list-style-type: none">12 six-screw, 0.2" (5mm) cage clamp style terminal blocksSignal, ground, excitation, switched & unswitched 12V power distributed to each of 8 terminal blocksStandard SMA-F bulkhead connector for external antennasFour $3/4"$ npt/pg21 knockouts for cable & conduit installation
Enclosure	<ul style="list-style-type: none">Integrated waterproof instrument enclosure, wire and cable junction box, and lockable rain shedUpper section NEMA4/IP66 (watertight), lower section NEMA3R (rain tight) or NEMA4 with cable glands16 ga. steel, 14 ga. mounting flanges, TGIC powdercoated14 x 12 x 5.5 inches (350 x 300 x 140mm), 20 lbs. (9 kg)Mini-rack mounting for internal modem optionsSwing-out panels for modem and 12V battery accessSurface, truss-tower, or tube-tower mountingSingle no-tools padlockable hasp closure

AVAILABLE OPTIONS

- Vacuum Fluorescent Display
- GSM/GPRS, CDMA, and AMPS cellular modems
- Satellite modem (Iridium)
- Landline telephone (POTS) modem
- Integrated solar charging systems, including charge regulator, panel, mounting brackets, and lead-acid batteries

ALLEGATO 2

GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

- TABELLA A :** Tabulazione della curva di durata della velocità del vento ottenuta dai dati sperimentali.
- Al variare della velocità (valore medio nei 10 minuti) con passo di 0.5 m/s, sono riportati il numero di ore in cui tale velocità è superata e la relativa percentuale del tempo totale riferito ad un anno.
- Sono inoltre stimati i parametri della distribuzione di Weibull, velocità caratteristica V_C e fattore di forma k , e sulla base di tale distribuzione sono riportati i valori calcolati della velocità media V_{med} , dello scarto quadratico medio $sqmV$, della velocità media cubica V_{cub} e della potenza specifica P_v .
- GRAFICO 1 :** Riporta quattro curve:
- curva di durata sperimentale (curva con contrassegno -□-) i cui valori in ordinata riportano la percentuale del tempo totale (dell'anno) in cui la velocità del vento è superata;
 - curva di durata di Weibull (curva nera continua) ottenuta da quella sperimentale linearizzata applicando il metodo di interpolazione coi minimi quadrati, essa è definita dai due parametri V_C e k indicati;
 - istogramma che riporta in ordinata, in unità arbitrarie, un valore proporzionale alla frequenza della velocità del vento compresa tra i diversi intervalli di velocità di ampiezza 0.5 m/s;
 - distribuzione di frequenza della corrispondente distribuzione di Weibull (curva nera continua che interpola l'istogramma).
- GRAFICO 2 :** Riporta la distribuzione polare delle frequenze delle direzioni del vento (rosa dei venti).
- TABELLA B :** Sono riportati i parametri della velocità del vento per ciascun settore di direzione e per quelle non definite (indicate in tabella con NoDir quando mancano i dati di direzione), la percentuale dei valori di calma (con velocità del vento minore od uguale a 0.5 m/s) e gli stessi parametri calcolati indipendentemente dalla direzione (riga Totale).
- Più precisamente in tabella sono riportate le seguenti informazioni, avendo indicato con V_i l'i-esimo valor medio nei 10 minuti della velocità del vento nella sequenza totale di n valori:
- colonna 1 : numero d'ordine del settore di direzione secondo frequenze crescenti;
 - colonna 2 : nome del settore da Nord a NNO in senso orario;
 - colonna 3 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
 - colonna 4 : numero di rilievi registrati n ;

- colonna 5 : media aritmetica delle velocità : $V_{med} = \sum_i \frac{1}{n} \cdot V_i$
- colonna 6 : scarto quadratico medio delle velocità : $sigV = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_i (V_i - V_{med})^2}$
- colonna 7 : media cubica delle velocità : $V_{cub} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \cdot \sum_i V_i^3}$
- colonna 8 : valore massimo della velocità : $V_{max} = \max_i \{V_i\}$
- colonna 9 : potenza specifica media P_v

TABELLA C : Sono riportati i parametri caratteristici della velocità del vento rilevati in ciascun mese dell'anno; con i dati medi mensili sono poi ottenuti i parametri stagionali (in realtà riferiti a trimestri praticamente coincidenti con le stagioni) e quelli annuali. Più precisamente in tabella sono riportate per ogni mese le seguenti informazioni:

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : velocità media nel mese (in m/s);
- colonna 4 : scarto quadratico medio della velocità nel mese (in m/s);
- colonna 5 : velocità media cubica nel mese (in m/s);
- colonna 6 : velocità massima nel mese (in m/s);
- colonna 7 : potenza specifica media della vena fluida nel mese (in W/m²);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m²).

Dai dati medi mensili sono poi calcolati i valori medi stagionali delle stesse grandezze in colonna e quindi i valori medi totali annuali. Questi ultimi valori stimano i parametri della velocità del vento medio annuale dando lo stesso peso alle componenti stagionali indipendentemente dalla numerosità dei dati acquisiti nei diversi mesi dell'anno.

Il calcolo assume significato solo se per ogni mese dell'anno è disponibile un minimo di dati acquisiti Meq maggiore di almeno il 20%.

GRAFICO 3 : Riporta gli andamenti della velocità massima, della velocità media (-□-) e dello scarto quadratico medio della velocità del vento nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

GRAFICO 4 : Indica la distribuzione dell'energia specifica della vena fluida in kWh/m² nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

Il grafico tiene conto per ciascuna direzione sia della frequenza del vento che della sua intensità, esso infatti evidenzia i settori di direzione del vento con maggior contenuto energetico.

GRAFICO 5 : Riporta l'istogramma delle velocità massime, medie e dello scarto quadratico medio della velocità nei 12 mesi dell'anno.

GRAFICO 6 : Riporta mese per mese l'andamento dell'energia specifica intrinseca alla vena fluida in kWh/m². Il grafico mette in evidenza le componenti stagionali della risorsa eolica.

GRAFICO 7 : Riporta gli andamenti della velocità massima, media e dello scarto quadratico medio della velocità nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media dei valori registrati, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente.

GRAFICO 8 : Riporta l'istogramma della potenza specifica media della vena fluida in W/m² nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media delle potenze rilevate, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente. Il grafico mette in evidenza la componente giornaliera della risorsa eolica.

TABELLA D : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per la turbolenza T del vento definita come rapporto percentuale tra il valore dello scarto quadratico medio della velocità del vento rilevato nei 10 minuti ed il corrispondente valore medio:

$$T = 100 \cdot \text{sig}V(10') / V_{\text{med}}(10')$$

Il valore di turbolenza viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile T sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : turbolenza media T_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della turbolenza $\text{sig}T$ (nel settore o nella classe);

- colonna 6 : valore percentile al 5%, $T_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di turbolenza che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $T_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di turbolenza che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione della turbolenza per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione della turbolenza solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione della turbolenza che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 9 : Riporta l'istogramma della distribuzione dell'intensità di turbolenza T della velocità del vento nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di turbolenza calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA E : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il rapporto di raffica R della velocità del vento definito come rapporto tra il valore massimo della velocità del vento rilevato nei 10 minuti ed il corrispondente valore medio:

$$R = \max V(10') / V_{med}(10')$$

Il valore del rapporto di raffica viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile R sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : rapporto di raffica medio R_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del rapporto di raffica $sigR$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $R_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del rapporto di raffica che è superato con una probabilità del 95%;

- colonna 7 : valore percentile al 95%, $R_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del rapporto di raffica che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del rapporto di raffica per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione del rapporto di raffica solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione del rapporto di raffica che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 10 : Riporta l'istogramma della distribuzione del rapporto di raffica R della velocità del vento nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di rapporto di raffica calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA F : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il gradiente al suolo α della velocità del vento calcolato per ogni 10 minuti con la seguente formula:

$$\alpha = \log(V_{2med}(10') / V_{1med}(10')) / \log(h_2 / h_1)$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, $V_{2med}(10')$ e $V_{1med}(10')$ sono le velocità medie del vento rilevate nei 10 minuti alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 . Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza delle misure, sulla base dei dati di vento misurati alle due altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Una relazione che permette di stimare tale velocità è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_{mozzo} = V_{misura} \cdot (h_{mozzo} / h_{misura})^{\alpha}$$

Il valore del gradiente α , indicato in tabella con A , viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti entrambe superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile A sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);

- colonna 4 : gradiente medio A_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del gradiente $sigA$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $A_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del gradiente che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $A_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del gradiente che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione del gradiente solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 11 : Riporta l'istogramma della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo A calcolato per ogni intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori del gradiente calcolati per le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA G : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori dello scarto quadratico medio della direzione del vento misurati per ciascuno dei 10 minuti. Tale grandezza rappresenta la turbolenza della direzione del vento.

Il valore dello scarto quadratico medio della direzione, indicato in tabella con D , viene considerato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile D sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : media della variabile scarto direzione D_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della variabile scarto direzione $sigD$ (nel settore o nella classe);

- colonna 6 : valore percentile al 5%, $D_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $D_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione della variabile scarto direzione solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione, turbolenza della direzione, che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 12 : Riporta l'istogramma della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione del vento, o turbolenza della direzione, D nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di scarto direzione calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Grafico 1 : CURVE DI DURATA E DISTRIBUZIONE DI FREQUENZA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

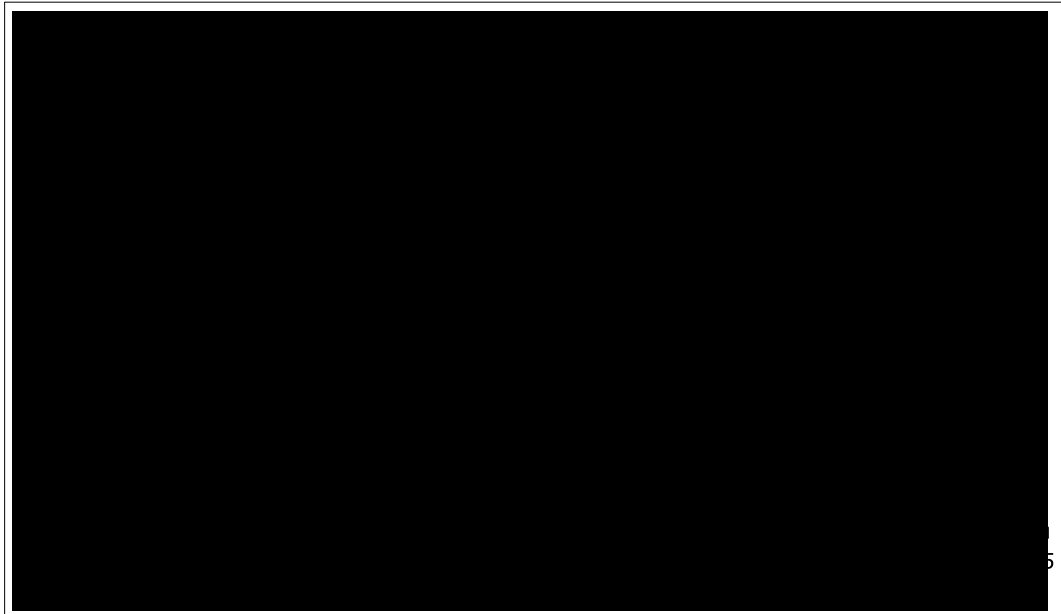
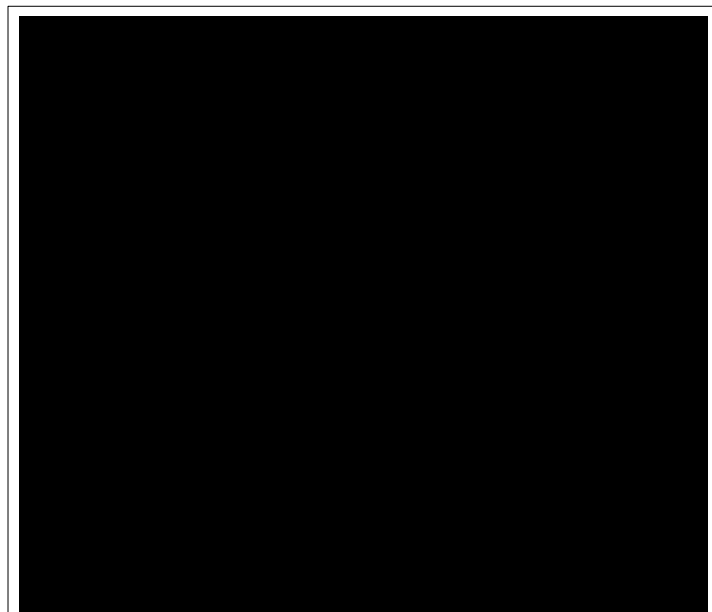


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Tabella B : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)
8°							
7°							
6°							
5°							
4°							
9°							
12°							
10°							
3°							
1°							
2°							
11°							

Tabella C : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO NEI MESI DELL'ANNO

Mese	Meq.	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)

Nota : Meq.= Numero equivalente di mesi con rilevazione di dati

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

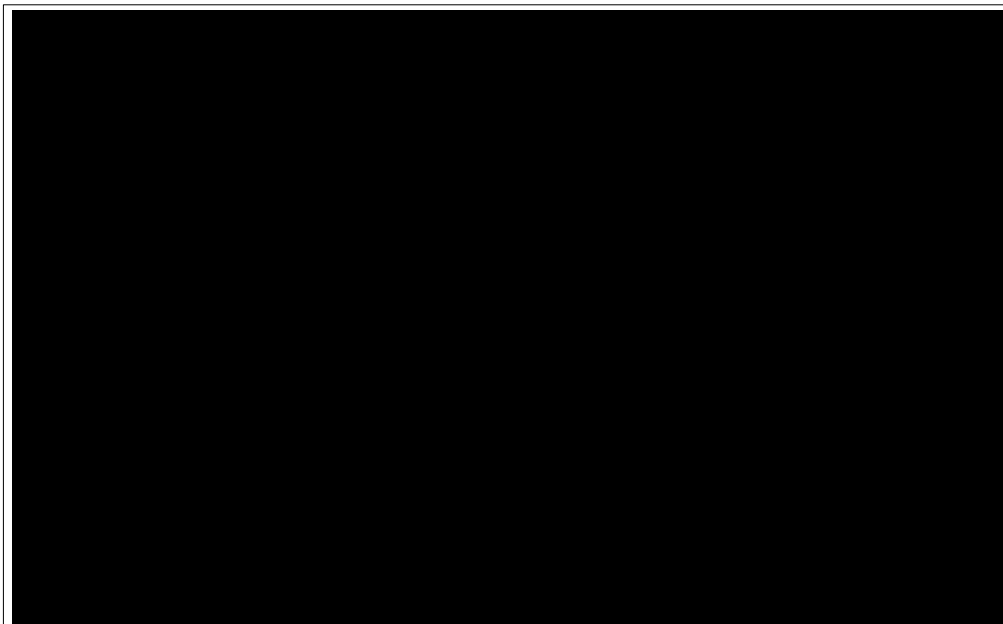
Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Grafico 3 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Grafico 5 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' NEI 12 MESI DELL'ANNO



Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m²



Grafici 5 e 6

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

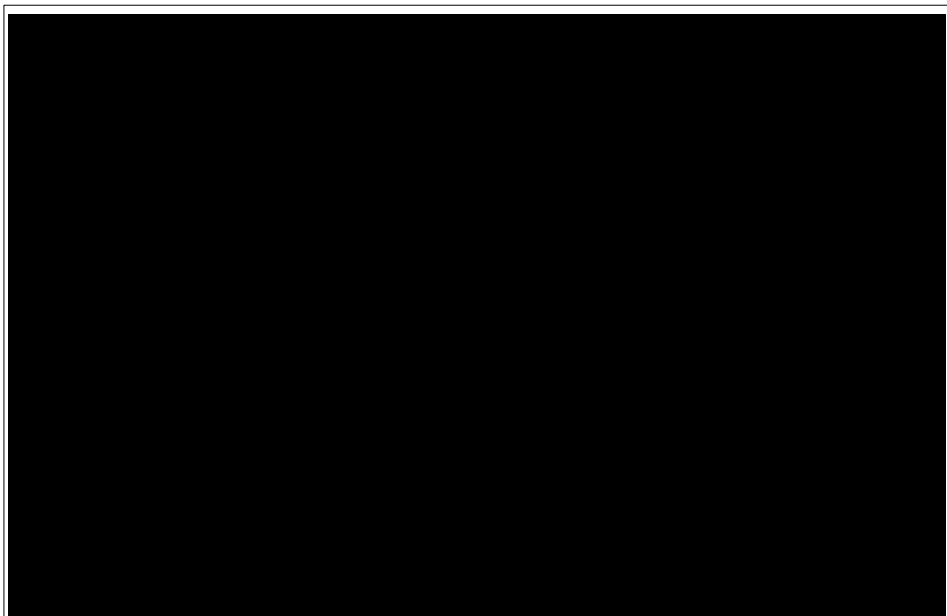
Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Grafico 7 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' NELLE 24 ORE DEL GIORNO



Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m^2 NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITA' DEL VENTO

$$\text{Turbolenza : } T = 100 * \text{sigV}(10') / V_{\text{med}}(10')$$

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
[Redacted data]						

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
[Redacted data]						

Grafico 9 : DISTRIBUZIONE DELLA TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITA' DEL VENTO

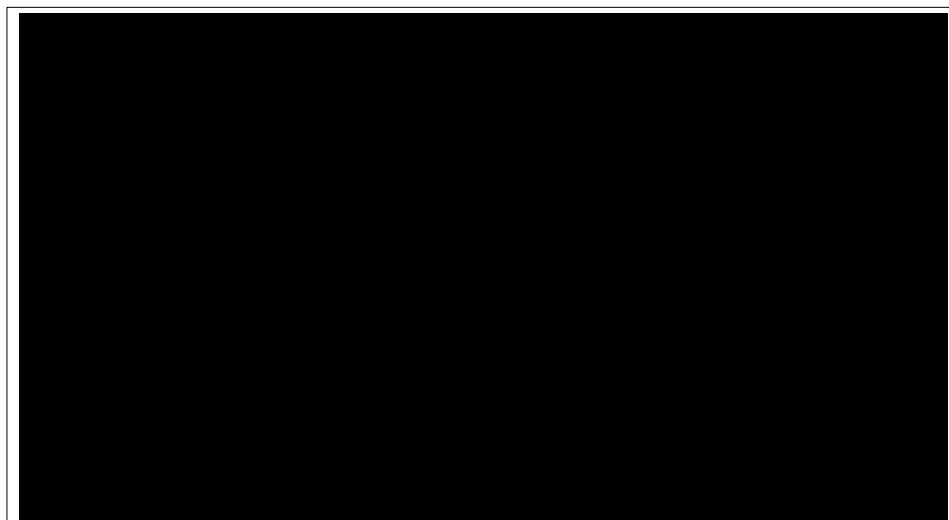


Tabella D e Grafico 9

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED



Grafico 10 : DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO DI RAFFICA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

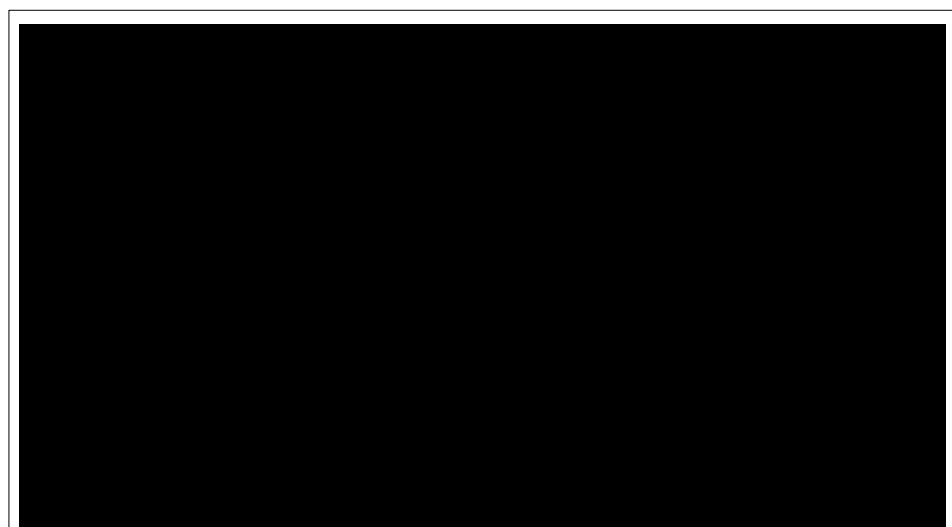


Tabella E e Grafico 10

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Tabella F : PARAMETRI DISTRIBUZIONE DEL GRADIENTE AL SUOLO DELLA VELOCITA' VENTO

alfa = Gradiente al suolo della velocità del vento rilevato tra 60 e 45 m dal suolo

Settore direzione	%	n	Amed	sigA	A_5%	A_95%

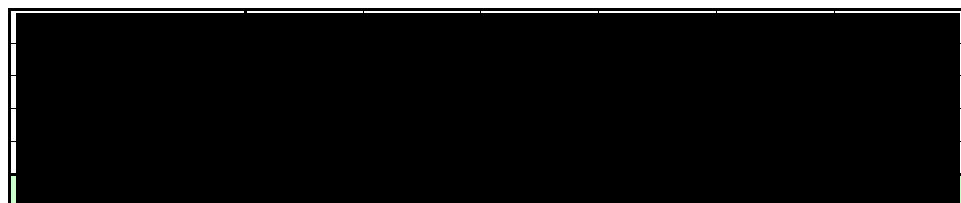


Grafico 11 : DISTRIBUZIONE DEL GRADIENTE "alfa" DELLA VELOCITA' DEL VENTO AL SUOLO

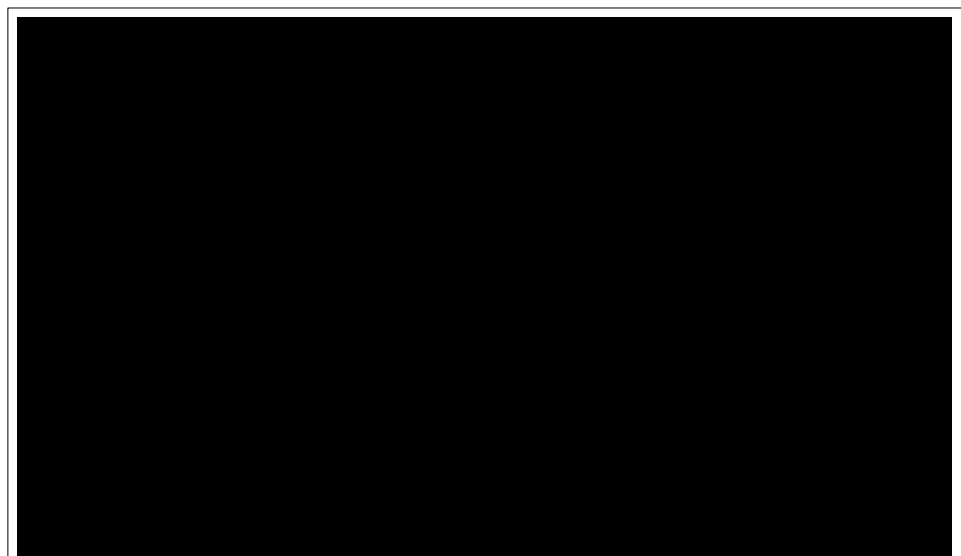


Tabella F e Grafico 11

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. ██████████)

Periodo di elaborazione: 01/06/2010 - 31/05/2011 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 97.64 % (51321 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 60 m dal suolo

Tabella G : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO Q. M. DELLA DIREZIONE VENTO

D = Scarto quadratico medio della direzione vento in ° nei 10 minuti

Settore direzione	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
[Redacted data]						

[Redacted data]						
-----------------	--	--	--	--	--	--

Grafico 12 : DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO QUADRATICO MEDIO DELLA DIREZIONE VENTO

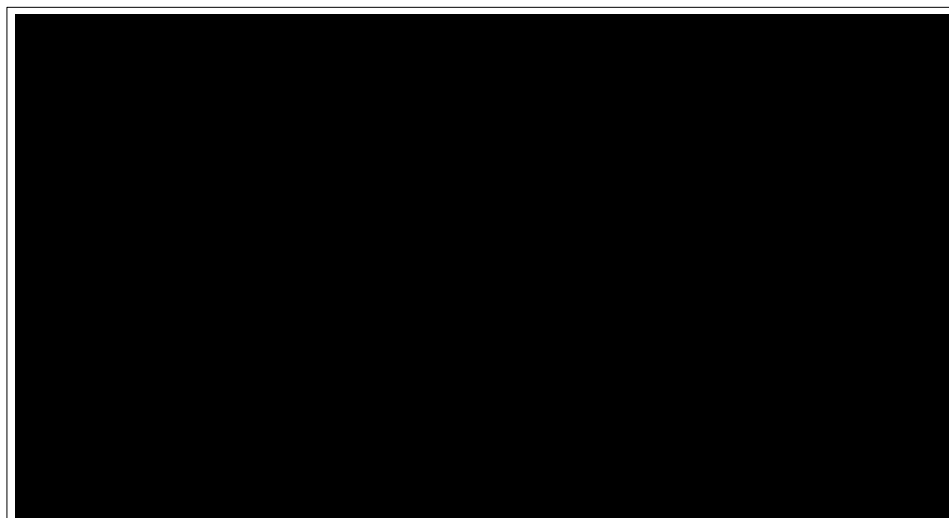


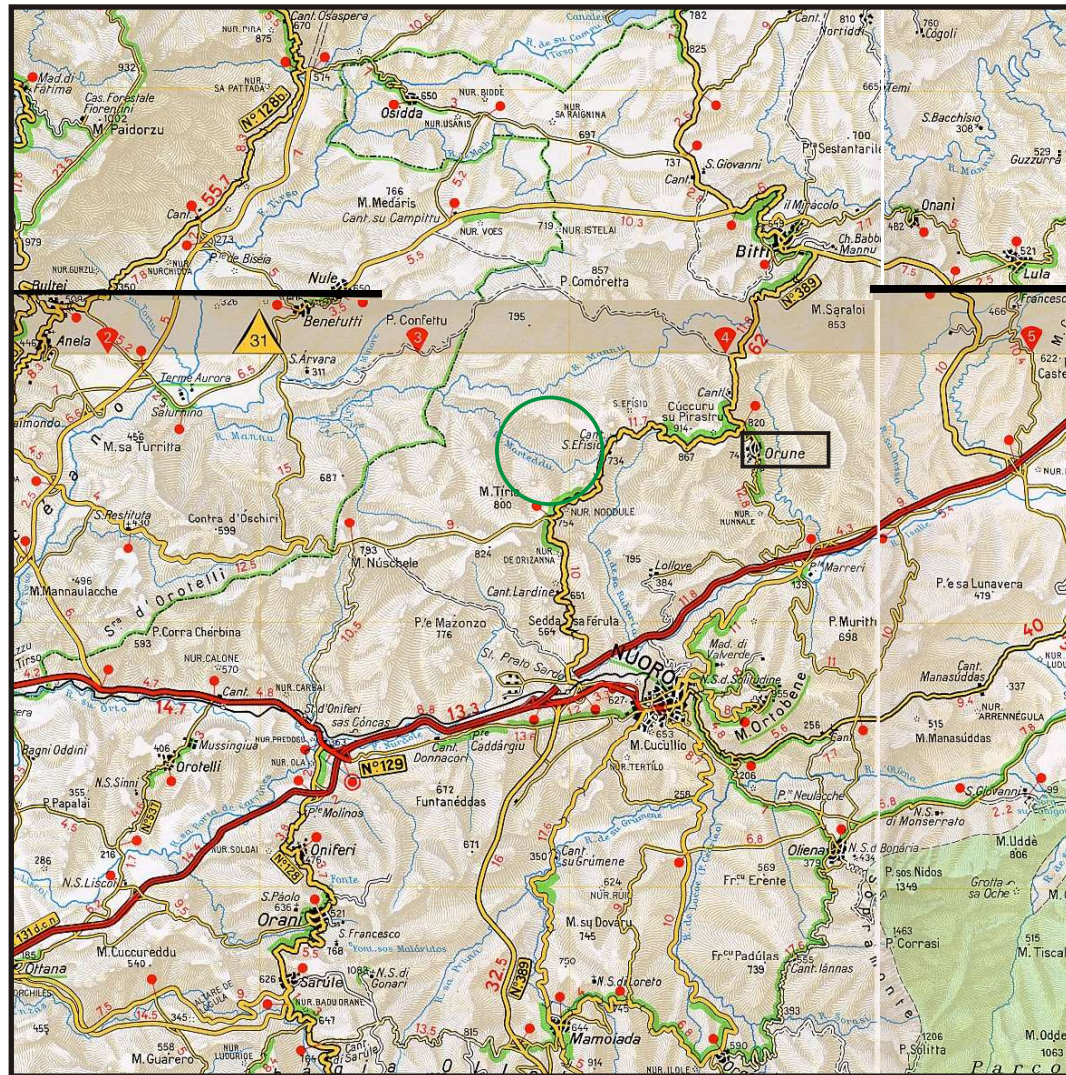
Tabella G e Grafico 12

ALLEGATO 4

SITO EOLICO

Comune di Orune (NU)

Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



 Sito eolico



Regione: SARDEGNA

Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume CENTRO, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.

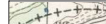
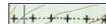





IMPIANTO EOLICO

Comune di Orune (NU)

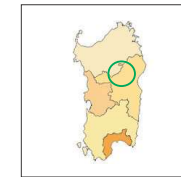
Ubicazione degli Aerogeneratori

LEGENDA

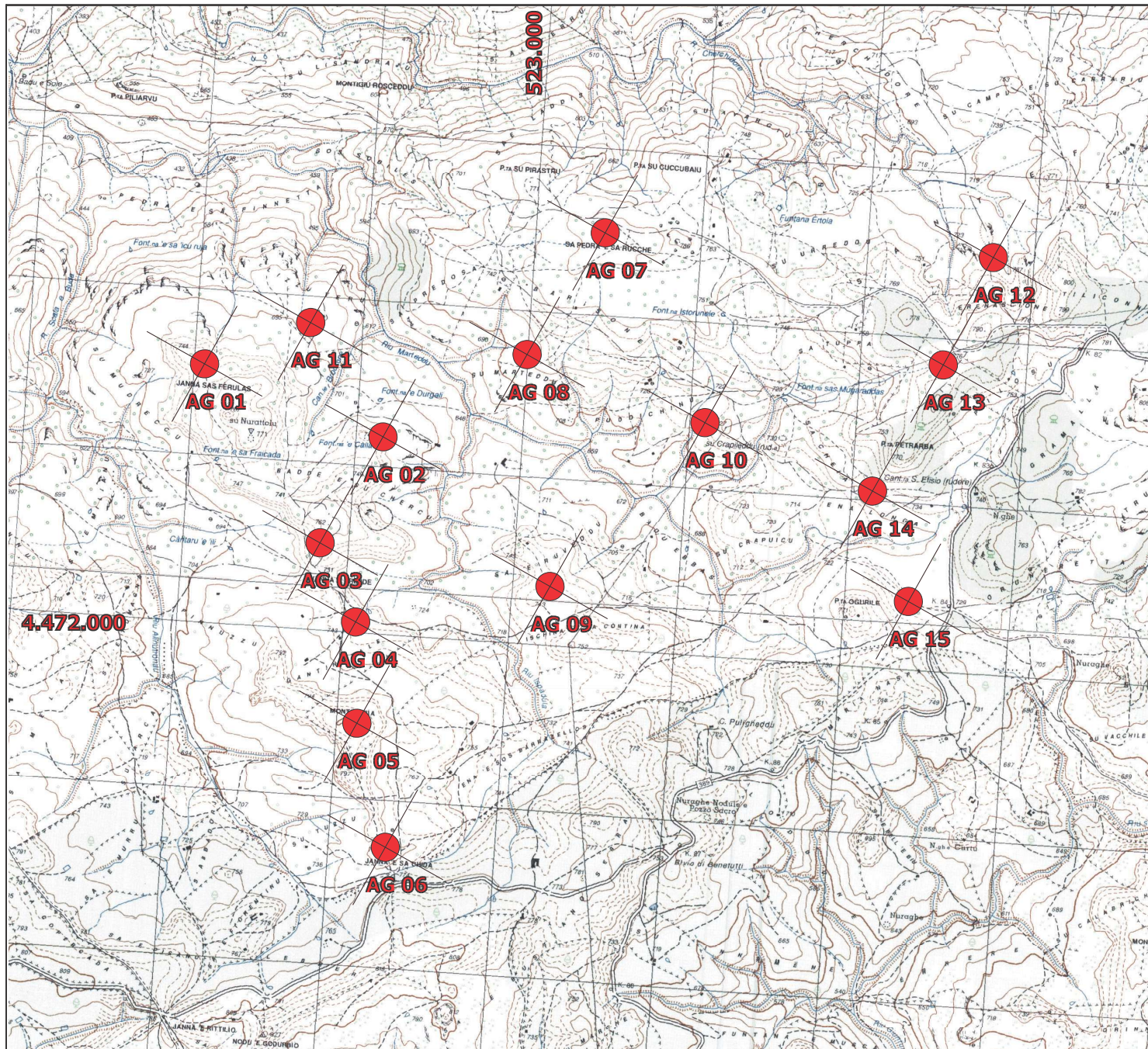
-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Sito Eolico
-  Aerogeneratori

Cartina di base IGMI, serie 25V:
PUNTA GOMORETTA 194 II NO
CANTONIERA S. EFISIO 194 II SO

Scala 1:25.000



Regione: SARDEGNA



ALLEGATO 5

Vestas[®]

EnVentus[™] Platform

Wind. It means the world to us.[™]

The **foundation** for the future of wind

We are pioneers. We keep moving and improving. It's what Vestas does. EnVentus™ is the next phase of this journey. By connecting heritage with innovation, Vestas creates solutions that responsibly address tomorrow's energy challenges.

Market opportunities

Our customers are demanding ever more advanced wind turbines, enabling profitable project realisation in increasingly challenging locations as the renewable energy landscape expands and diversifies; larger, more powerful turbines responsive to evolving grid requirements.

Customised to maximise

EnVentus™ represents the next generation in the evolution of wind turbines. It is the platform architecture from which new variants will arise. Designed to encompass a wide range of turbine configurations, system designs apply modularity to meet customisation and market demands more efficiently. Combined with the extensive Vestas portfolio of solutions, EnVentus™ variants can maximise the potential of each unique wind site.

On the shoulders of giants

EnVentus™ is the realisation of a vision to connect the best engineering from Vestas. Building on more than 145 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued leadership. Using technology and experience from both on- and offshore, the EnVentus™ platform architecture combines advanced proven system designs that deliver innovation.



+145 GW

By connecting advanced modular design with more than 145 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.



Vestas®

40 years of experience

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform, and 9 MW platform.

Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 145 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.

Proven technology

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform and 9 MW platform turbine technology. The result is one versatile platform that delivers a higher level of robustness and performance with the ability to meet varying grid compliance requirements around the world.

System efficiency

The EnVentus™ platform architecture features a full-scale converter, proven from the 4 MW platform, capable of meeting complex and differing grid requirements in local markets. The full-scale converter is matched by a permanent magnet generator for maximum system efficiency and balanced by a medium-speed drivetrain. Known from the 9 MW platform, the EnVentus™ powertrain is optimised to reduce structural loads and has been chosen for reasons of mechanical robustness and flexibility. Combined with advanced load management strategies, the EnVentus™ platform enables siting at increasingly complex project conditions.

Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, and V162-6.8 MW™ turbine blades are the result of incremental improvements to proven

technical solutions. All EnVentus™ turbines feature slender profile and pre-bent blades, optimised for weight through application of carbon pultrusion material and a structural shell blade design, enabling the optimisation of the structural loads while increasing the rotor sizes. Vestas' most advanced aerofoil design ensures high aerodynamic performance and excellent sound power levels.

Tested to the limit

By applying reusable modules, versatility in offering can be achieved while adhering to Vestas' rigorous testing standards. The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test nacelle components using accelerated life testing under mixed and aggregated environmental conditions. For critical components, Highly Accelerated Life Testing (HALT) identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

We know wind

Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site. We have the largest installed capacity in the industry and currently monitor over 45,000 turbines across the globe: Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Maximised site potential

The Vestas EnVentus™ platform adds three new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance with varying market-specific grid code requirements. The wide range of standard hub heights, options, and modes of operation contribute to the ability to meet specific requirements.

Business case flexibility

The relationship between rotor size and rating help maximise turbine level production. This makes the variants especially suitable for projects limited by the number of wind turbines installed. Combining double-digit* annual energy production improvements in low, medium and high wind speeds, the EnVentus turbines are ready to secure project realisation in auction and permit-based environments.

V150-6.0 MW™

The V150-6.0 MW™ lifts the larger rotor introduced with V150-4.2 MW™ into stronger wind speeds. Combined with its higher generator rating, it increases the production potential at WTG level by more than 20 percent compared to V136-4.2 MW™ in medium wind speed conditions. Applying Vestas' most advanced aerofoil blade design combined with lower rotational speeds of the EnVentus™ drivetrain, means realisation of power production potential at very low sound power levels. A comprehensive portfolio of standard and site-specific towers allow for application in tip height constraint markets, varying from 180m to 244m.

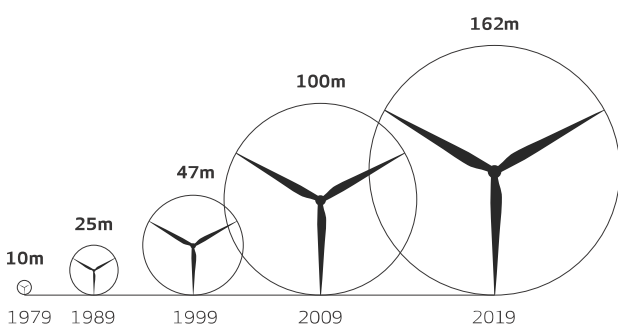
V162-6.2 MW™

With a swept area of over 20,000m², the V162-6.2 MW™ applies the largest rotor size in the Vestas onshore portfolio to achieve industry-leading energy production paired with a high capacity factor. Due to the large operational envelope, the V162-6.2 MW™ has great relative siteability on both turbulence and average wind speeds. With a maximum Sound Power Level of 104.8dB(A), the V162-6.2 MW™ delivers over 30 percent higher energy production than the V150-4.2 MW™.

V162-6.8 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-6.8 MW™ improves annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems, while maintaining the maximum Sound Power Level at 104.6dB(A). Improved siteability in warm climates is enabled through the optional larger CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime.

Rotor size development



*Depending on site specific conditions.



WIND CLASSES

Turbine type	Low wind speeds	Medium wind speeds	High wind speeds
EnVentus™ turbines			
V150-6.0 MW™		[Blue gradient bar]	
V162-6.2 MW™	[Blue gradient bar]		
V162-6.8 MW™	[Blue gradient bar]		

All of Vestas

As part of the suite of Vestas offerings, the EnVentus turbines can be combined with an extensive list of technology options to create customised solutions to suit the needs of each unique project. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. These options can be a decisive factor in realising your specific project and the business case certainty of your investments. Additionally, the well-established Vestas manufacturing and global supply chain setup ensure the ability to deliver, while supporting local requirement.

Options available for the EnVentus™ platform:

- Power Optimised Modes
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Condition Monitoring Solution
- Fire Suppression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Detection System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®

The knowledge to control

Knowledge about wind project planning is key

When planning a wind power plant, there are a broad range of factors over its entire lifecycle that will impact its success in the long-term. These range from financing and siting, to grid requirements and the regulatory framework. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' siting capabilities cover all the steps from finding a site, until delivering a fully optimised power plant set up.

Using the largest weather library in the industry, site-specific met mast campaigns and advanced analytical tools, Vestas examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project. In addition, Vestas can optimise the layout of your wind power plant and the technology selection with high accuracy by implementing detailed simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance

between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Vestas' Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.



Advanced monitoring and real-time plant control

All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline® Business enables you to optimise production levels, monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

Condition monitoring and maintenance

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to minimise downtime and operational expenses. Vestas offers 24/7 monitoring, performance reporting

and predictive maintenance solutions to improve turbine performance and availability.

Vestas Condition Monitoring Solution (CMS) enables to predict the failure of components by analysing vibration signals, preventing major equipment damages and enabling to optimise the service planning according to the energy production and weather conditions.

Additionally, Vestas' Active Output Management® (AOM) provides detailed plans and long-term agreements for maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining turbine technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment.

V150-6.0 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 6,000kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C** to +45°C

*High Wind Operation available as standard

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.9dB(A)***

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 150m
 Swept area 17,672m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

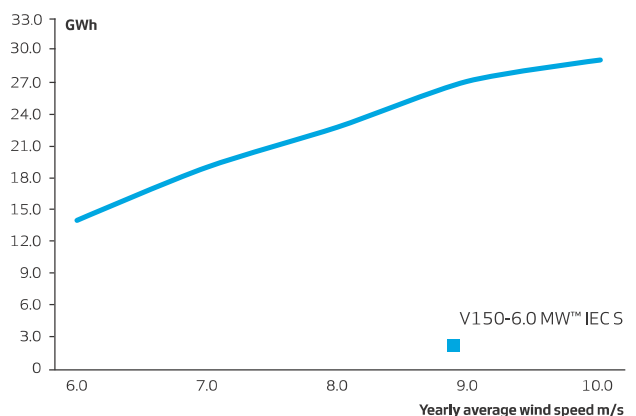
TOWER

Hub height 105m (IEC S), 125m (IEC S/DIBt S), 148m (DIBt S), 155m (IEC S), 166m (DIBt S), 169m (DIBt S)

TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Power Optimised Modes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V162-6.0 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 6,000kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C

*High Wind Operation available as standard

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.3dB(A)**

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 162m
 Swept area 20,612m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

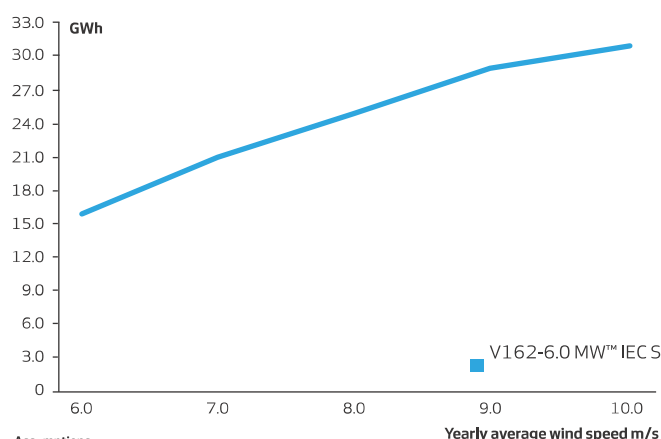
TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 149m (IEC S), 166m (IEC S), 169m (DIBt S)

TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Load Optimised Modes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V162-6.2 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 6,200kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C** to +45°C

*High Wind Operation available as standard

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.8dB(A)**

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 162m
 Swept area 20,612m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

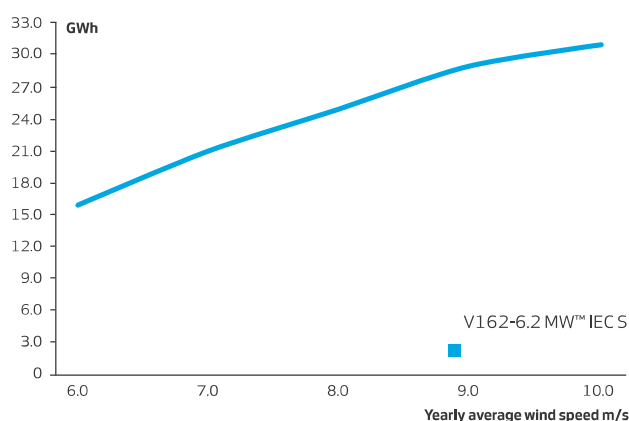
TOWER

Hub height 119m (IEC S/DiBt S), 125m (IEC S), 166m (IEC S/DiBt S), 169m (DiBt S)

TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Power Optimised Modes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V162-6.8 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power^{†**} 6,800kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed[†] 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C^{**} to +45°C

[†]High Wind Operation available as standard

^{**}Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.6dB(A)^{***}

^{***}Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 162m
 Swept area 20,612m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

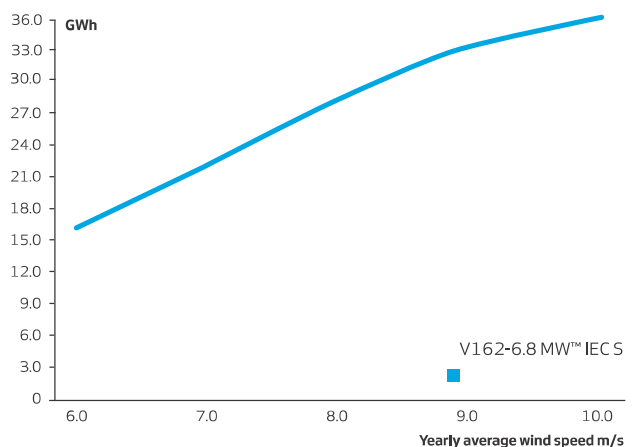
TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S),
 166m (IEC S),169m ((DIBt S))

TURBINE OPTIONS

- 6.5 WM Power Optimised Mode
- 7.2 MW Power Optimised Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height





Vestas[®]



Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42 . 8200 Aarhus N . Denmark
Tel: +45 9730 0000 . Fax: +45 9730 0001
vestas@vestas.com . [vestas.com](https://www.vestas.com)

© 2021 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.

This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.