

# PARCO EOLICO "ALIENTU"

**COMUNE DI SEUI**  
PROVINCIA DEL SUD SARDEGNA (SU)



## STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

**Elaborato:**

ELABORAZIONI SIA

**Valutazione preliminare del potenziale eolico**

Codice elaborato:

**SE\_SIA\_A029**

Data: Febbraio 2024

**Il committente:** Sardeolica s.r.l.

**Coordinamento:** FAD SYSTEM SRL - Società di ingegneria

*Dott. Ing. Ivano Distinto*

*Dott. Ing. Carlo Foddis*

**Elaborazione SIA:**

*BIA s.r.l.*

*Società di ingegneria*

**Elaborato a cura di:**

*Tecnogaia s.r.l.*

rev.	data	descrizione revisione	rev.	data	descrizione revisione
00	07/02/2024	Emesso per procedura di VIA			

# Impianto eolico "Alientu" nel Comune di Seui (SU)

## Regione Sardegna

## Studio anemologico e Valutazioni preliminari di producibilità

## Revisione 00

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Dicembre	2023	GARDONE VAL TROMPIA	<i>C. Gaioni</i>
					<b>APPROVAZIONE</b>
					C. Mazzarella
					<i>C. Mazzarella</i>
<b>ORDINE RIF.</b>	<b>Accettazione ns. Offerta 322_BS_2023_Rev1 del 29/11/2023</b>				

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

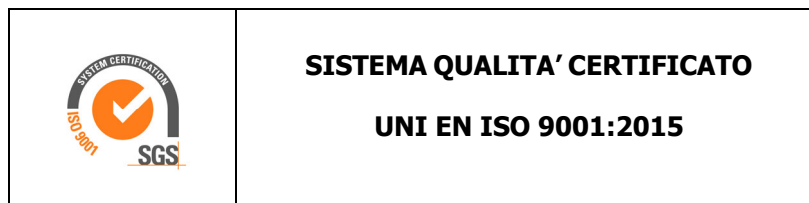
E-mail: [info@tecnogaia.it](mailto:info@tecnogaia.it)  
E-mail PEC [info@pec.tecnogaia.com](mailto:info@pec.tecnogaia.com)

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

**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.**



<b>1.</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>LA STAZIONE ANEMOMETRICA .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>I DATI ANEMOMETRICI.....</b>	<b>6</b>
<b>4.</b>	<b>VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE).....</b>	<b>6</b>
<b>5.</b>	<b>UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO .....</b>	<b>8</b>
<b>6.</b>	<b>AEROGENERATORE DI PROGETTO .....</b>	<b>9</b>
<b>7.</b>	<b>VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP .....</b>	<b>10</b>
<b>8.</b>	<b>PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO.....</b>	<b>10</b>
<b>9.</b>	<b>PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>12</b>
<b>10.</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>13</b>

**ALLEGATI:**

<b>Nr.</b>	<b>Tipo</b>	<b>DESCRIZIONE</b>
<b>1</b>	Documenti	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 acquirente
<b>2</b>	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
<b>3</b>	Tabella	File "TAB" dei dati anemometrici stimato dal modello di calcolo WASP nel punto di una turbina (SE_06) che, come ventosità, altitudine e posizione, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso, utilizzando in ingresso i dati di una stazione, previa verifica del suo posizionamento storico
<b>4</b>	Tavole	Tavole con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di dieci turbine
<b>5</b>	Tabella	Producibilità Lorde dell'impianto in progetto
<b>6</b>	Documenti	Brochure aerogeneratore in progetto

## 1. PREMESSA

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Tali caratteristiche si riassumono nella disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare un certo numero di aerogeneratori, nell'accessibilità al sito in relazione al trasporto degli stessi, nella presenza di una rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, nell'assenza di valori ambientali tali da compromettere l'accettabilità pubblica dell'impianto ma, soprattutto, è di primaria importanza la presenza di un livello di ventosità in grado di garantire la sostenibilità del progetto.

Oggetto del presente studio, realizzato da TecnoGaia per conto di **Sardeolica S.r.l.** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico denominato "Alientu" in progetto nel territorio comunale di Seui, in provincia del Sud Sardegna, nella regione Sardegna.

Detta stima, per la quale è fondamentale disporre di misure della velocità e della direzione del vento raccolte strumentalmente per un periodo sufficientemente ampio, è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie storiche relative a punti appartenenti alla più ampia area analizzata, inerenti allo stesso regime di venti e ben rappresentative del sito in oggetto.

Allo scopo di poter procedere con lo studio, TecnoGaia ha reso disponibili le elaborazioni di alcune serie di dati appartenenti a stazioni installate nella zona del sito interessato, tra le quali ne è stata scelta una, in quanto la più rappresentativa. In particolare, Riferimento 1 (codice RIF1) è stata installata a Luglio 2002 nel confinante Comune di Ussassai ed ha raccolto dati per circa un anno e mezzo, dai quali è stato estratto un periodo molto rappresentativo di oltre 12 mesi continuativi, con disponibilità superiore al 90% di dati validi, con i quali è stata effettuata la valutazione del potenziale eolico atteso dall'impianto in progetto.

Il Committente ha chiesto di svolgere tutte le attività utili per valutare la produzione elettrica attesa da un impianto eolico costituito da un insieme di dieci turbine di grande potenza e, allo stesso tempo, di verificare il raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue di funzionamento, come richiesto dalle specifiche normative regionali.

Il processo effettuato può essere suddiviso nelle seguenti attività elementari:

- 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 produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio

## 2. LA STAZIONE ANEMOMETRICA

La stazione anemometrica denominata "Riferimento 1" (codice RIF1) ha raccolto dati in una località posta a meno di 5 km dal baricentro dell'impianto in progetto. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, sebbene complesso, in virtù della mancanza di significativi ostacoli tra i due riferimenti, 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 strallato, i cui sensori usati per questo studio erano ad un'altezza pari a 15 m dal suolo, e dotata della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: <b>VELOCITÀ</b>	15 m	NRG mod. MAX40
Sensore: <b>DIREZIONE</b>	15 m	NRG mod. 200P
Acquisitore	3 m	Secondwind mod. Nomad

Il data-logger, di tipo Secondwind Nomad, 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.

Le coordinate del punto di misura e le principali caratteristiche del sito di installazione della stazione sono le seguenti:

- ✓ Coordinate in metri nel sistema Geografico WGS84:  
    Latitudine: **39° 48' N**  
    Longitudine: **9° 22' E**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **940 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **complessa**
- ✓ Orografia circostante: **complessa**
- ✓ Utilizzo del terreno: **incolto**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **nessuno**

Copia della scheda di installazione della stazione, nonché delle schede tecniche della catena di misura, con evidenza dei modelli dei sensori di velocità e direzione installati sulla stessa, sono inclusi nell'**Allegato 1**.

### 3. I DATI ANEMOMETRICI

Alcuni dati identificativi e di ubicazione di detta stazione, nonché della serie di dati utilizzata nelle simulazioni, appartenente al sensore installato sulla stessa, sono riportati di seguito:

Codice	Denominazione	Coordinate Geografiche WGS84		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza sost. (m)	Periodo di misura disponibile	
		N	E			Inizio	Fine
<b>RIF1</b>	Riferimento 1	39° 48'	9° 22'	940	15	Luglio 2002	Febbraio 2004

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati, di cui l'**Allegato 2** riporta le tabelle e grafici relativi, evidenziano una disponibilità, per il periodo di 12 mesi scelto, superiore al 90%, e vengono riassunti qui sotto:

Codice Stazione	Periodo	Periodo di misura utilizzato		H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	Inizio	Fine	s.l.s.	(m/s)	(W/m <sup>2</sup> )	Vc (m/s)	k
<b>RIF1_1Y</b>	12.0	17/07/2002	16/07/2003	15	5.45	289	5.55	1.20

### 4. VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Vista la bassa consistenza temporale della serie di dati utilizzati (12 mesi), al fine di verificare il posizionamento storico della velocità media rilevata rispetto al lungo periodo, è stata svolta l'attività di storicizzazione di tali dati. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico è infatti un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può esser effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più serie di dati anemometrici storici e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quella rilevata nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. I punti del territorio a cui fanno riferimento le serie da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicini in modo che si possa ipotizzare siano soggetti agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico, si è provveduto ad integrare i dati grazie ad una serie ventennale di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che detta serie ricostruisca con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il dato di ventosità (il cui valore medio, comunque, non è utilizzabile in valore assoluto ma

solo qualitativamente), senza però avere informazioni a confortare tale tesi; i dettagli del punto utilizzato sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
<b>ERA5</b>	Lat. 39.77° Long. 9.49°	855	100	Gennaio 2002	Dicembre 2021

In sintesi, la metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile della stazione di "Riferimento 1" e della serie storica "ERA5"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due serie anemometriche ha dato esito positivo; il coefficiente di correlazione ottimo, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di accettare la correlazione svolta.

I parametri delle rette di regressione tra le medie mensili possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

Utilizzando i parametri della retta di regressione di cui non è condizione il passaggio per lo zero, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \bullet \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \bullet \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

Nel caso specifico, utilizzando i parametri *a* e *b* che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità



misurata da Riferimento 1 è inferiore di circa 2.5 punti percentuali rispetto a quella attesa sul lungo periodo.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 15 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **5.60 m/s**.

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati storicizzati della stazione Riferimento 1, sono riportate nell'**Allegato 3**. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 119.0 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità, altitudine e posizione, all'impianto in progetto.

## 5. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in progetto è ubicato nella Regione Sardegna, nel territorio del Comune di Seui. L'altitudine media del sito è pari a circa 800 m sul livello del mare.

Nella tabella sottostante vengono riportati gli elementi identificativi dell'ubicazione delle turbine in progetto.

ID	Coordinate WGS84 Fuso 32		Coordinate ED50 Fuso 32		El [m]
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	
SE_01	531,421	4,403,642	531,504	4,403,835	850
SE_02	531,734	4,402,909	531,817	4,403,102	838
SE_03	532,379	4,402,406	532,462	4,402,599	865
SE_04	531,615	4,402,323	531,698	4,402,516	853
SE_05	531,420	4,401,876	531,503	4,402,069	834
SE_06	532,020	4,401,488	532,103	4,401,681	806
SE_07	531,383	4,401,387	531,466	4,401,580	793
SE_08	531,279	4,400,930	531,362	4,401,123	791
SE_09	532,023	4,400,831	532,106	4,401,024	771
SE_10	532,676	4,400,359	532,759	4,400,552	722

Nelle **Tavole 1 e 2 dell'Allegato 4** 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.

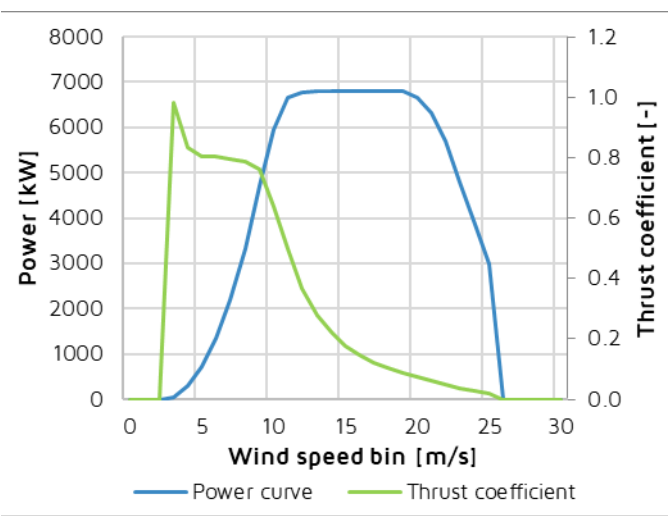
## 6. AEROGENERATORE DI PROGETTO

Per la valutazione di producibilità è stato indicato dal Committente un modello di aerogeneratore di grande taglia, le cui caratteristiche tecniche principali sono riportate nella tabella sottostante.

COSTRUTTORE	MODELLO	MW	DIAMETRO ROTORE (m)	H MOZZO (m)	CLASSE IEC
VESTAS	V162-6.8 MW	6.8	162.0	119.0	S

La curva di potenza utilizzata per le simulazioni è riferita alla densità standard dell'aria di  $1.225 \text{ kg/m}^3$ , corrispondente al livello del mare (0 m). Esse è disponibile graficamente nella tabella sottostante, unitamente alla sua curva di spinta (Thrust Coefficient), utile al calcolo delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		V162-6.8 MW		Diametro		162.0	
Altezza di mozzo		119.0 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	41	0.980					
4	291	0.833					
5	719	0.804					
6	1344	0.804					
7	2204	0.794					
8	3330	0.787					
9	4715	0.763					
10	5941	0.637					
11	6650	0.497					
12	6782	0.368					
13	6799	0.280					
14	6800	0.221					
15	6800	0.177					
16	6800	0.145					
17	6800	0.121					
18	6800	0.103					
19	6793	0.087					
20	6662	0.074					
21	6328	0.062					
22	5702	0.049					
23	4794	0.038					
24	3874	0.028					
25	2977	0.021					



— Power curve — Thrust coefficient

## 7. VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP

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.

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 290 km<sup>2</sup>, precisamente un rettangolo di 18x16 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri derivate dal database Tinitaly 1.1, modello di elevazione digitale (DEM) senza soluzione di continuità di tutto il territorio italiano, mentre la rugosità del terreno è derivata dal database Corine land cover 2018.

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.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè rispettivamente sulla capacità del modello di rappresentare mediante una curva di Weibull la ventosità misurata e di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo.

La prima verifica (approssimazione della curva di Weibull) ha dato esiti parzialmente soddisfacenti, causa scostamenti un po' oltre l'accettabilità nel raffronto tra i valori di ventosità (quasi 4 punti percentuali), ma variazioni all'interno dei limiti di incertezza dello strumento utilizzato nella comparazione dell'energia specifica (1 punto percentuale circa).

Per quanto riguarda la verifica del gradiente, non disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, il confronto può essere svolto unicamente confrontando il valore di gradiente atteso, sulla base del punto di installazione della torre di misura, e quanto stimato dal modello di calcolo nella stessa posizione.

Per soddisfare l'esigenza descritta, è stata 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 di misura e quella del mozzo utilizzato.

Un valore di gradiente che ci si possa attendere, sulla base della morfologia del territorio di appartenenza della stazione, è di bassa entità (intorno a 0.05). Il valore di alfa stimato dal modello di calcolo, tra 119 e 15 m, è decisamente più elevato, pari a 0.12. L'utilizzo del modello di calcolo per valutare questo importante fattore, ovvero l'estrapolazione verticale, potrebbe comportare sensibili sovrastime, confermate anche da ulteriori verifiche effettuate con altre serie di dati poste nell'area considerata, la cui fruibilità è a disposizione di TecnoGaia per uso interno. Per tale motivo, si preferisce

estrapolare il dato misurato all'altezza del mozzo ipotizzato, con il gradiente atteso, privilegiando un atteggiamento cautelativo, secondo quanto indicato nella tabella che segue:

Stazione anemometrica	H estrapolata	Gradiente	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	alfa	m/s	W/m <sup>2</sup>	Vc (m/s)	K
RIF1_HH119	119	0.05	6.21	426	6.35	1.19

## 8. PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

Nella seguente tabella viene riportata la sintesi della producibilità lorda attesa per l'impianto considerato, frutto delle simulazioni con WASP, con il modello di turbina indicato dal Committente.

IMPIANTO EOLICO "ALIENTU" NEL COMUNE DI SEUI (SU) Produzione Lorda attesa			
Costruttore	Modello	P Lorda (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
VESTAS	V162-6.8 MW	208,476	3066

Il dettaglio per ciascuna turbina è invece reso disponibile nella Tabella dell'**Allegato 5**. Essa riporta, in ordine, per ciascuna colonna:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50 – Fuso 32
- 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 attesa (lorda al netto della scia) e la potenza nominale della macchina

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne interessate.

## 9. PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO

Alla producibilità lorda fluidodinamica riportata nel Capitolo precedente devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati: **si raccomanda la revisione degli stessi una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura delle turbine e O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	IMPIANTO EOLICO "ALIENTU" NEL COMUNE DI SEUI (SU)
	%
Densità dell'aria (1.12 kg/m <sup>3</sup> )	-4.1
Disponibilità aerogeneratori	-3.0
Disponibilità aerogeneratori (non contrattuale)	-0.5
Disponibilità B.O.P.	-1.0
Disponibilità rete	-0.2
Perdite elettriche dell'impianto	-1.5
Perdite ambientali	-0.5
Prestazione aerogeneratori	-1.5
<b>Totale perdite</b>	<b>-11.7</b>

**Disponibilità Contrattuale degli Aerogeneratori:** è stato assunto un valore standard del 97%

**Disponibilità B.O.P.:** questa perdita considera i fuori servizio del Balance of Plant, ovvero il valore di disponibilità garantita dal provider dei servizi O&M per il B.O.P. Il valore assunto dovrà essere rivisto alla chiusura delle negoziazioni del contratto O&M per il B.O.P.

**Disponibilità Rete:** tale perdita rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. In tale analisi, è stato adottato un valore standard corrispondente a n. 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.

**Perdite Elettriche:** le perdite elettriche sono state assunte in assenza di informazioni sul progetto elettrico. Il valore dovrà eventualmente essere rivisto una volta disponibile il progetto esecutivo del Progetto.

**Altre perdite:** la voce tiene conto dei parametri ambientali (ghiaccio, shutdown per temperatura, ecc.). Non tiene invece conto di alcun wind sector management/sector-wise curtailment e/o limitazioni dovute all'impatto acustico e/o limitazioni di rete particolari, in quanto non sono disponibili o risultanti informazioni a riguardo.

**Prestazione aerogeneratori:** tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale delle turbine.

Ne risulta pertanto una produzione netta:

<b>IMPIANTO EOLICO "ALIENTU" NEL COMUNE DI SEUI (SU)</b>			
<b>Produzione Netta</b>			
<b>Costruttore</b>	<b>Modello</b>	<b>P Netta (P<sub>50%</sub>) (MWh/a)</b>	<b>Ore annue eq. (MWh/MW)</b>
VESTAS	V162-6.8 MW	184,043	2707

## 10. CONCLUSIONI

Il presente studio riporta la valutazione di produzione attesa dall'impianto eolico denominato "Alientu" in progetto nel territorio comunale di Seui (SU). Esso ha carattere preliminare per la valutazione della produzione attesa, ma anche lo specifico obiettivo di verificare il soddisfacimento dei requisiti anemologici richiesti dalla normativa della Regione Sardegna nell'ambito dell'iter autorizzativo.

Tali requisiti si riassumono nella durata della misura e nel raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue.

La durata minima e la consistenza (disponibilità) delle misurazioni viene superata e, inoltre, un processo di storicizzazione, il cui esito è stato positivo, ha consentito di verificare la rappresentatività dei risultati ottenuti dalle elaborazioni della serie disponibile per il lungo periodo.

Il requisito tecnico di ore equivalenti di funzionamento ( $\geq 2000$  ore/anno), sia a livello di impianto nella sua globalità, sia per ciascuna singola turbina, è ampiamente soddisfatto.

La produzione attesa dall'impianto con questi regimi di vento risulta essere molto interessante, in particolare ipotizzando l'impiego dell'aerogeneratore di progetto che è caratterizzato da una buona altezza del sostegno e da un efficiente rapporto potenza/diametro del rotore.

All'ottenimento del titolo abilitativo, nell'ottica volta, più che a suffragare le valutazioni di produzione attesa di questo studio, a predisporre quelle informazioni tipicamente richieste dagli advisor finanziari, si consiglia la messa in opera di un'ulteriore stazione anemometrica, opportunamente posizionata rispetto alla disposizione degli aerogeneratori dell'impianto in autorizzazione. Inoltre, si consiglia di approfondire la qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, tramite misure con tecnologie di Remote Sensing, seppur di breve durata, oltre ad uno studio più articolato che, tra le

altre cose, valuti le incertezze dei processi e delle metodologie applicati al fine di determinare il valore di produzione atteso con data probabilità ( $P_{75\%}$ ,  $P_{90\%}$ ,) solitamente richiesto per il finanziamento.

---

*ALLEGATO 1*

---



**Fornitore: TECNOGAIA**

**Sito:**

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

**Sezione A ) – Dati identificativi della stazione anemometrica**

NOME STAZIONE (max 16 car.) : RIFERIMENTO 1

Codice : RIF1

**Sezione B ) – Dati identificativi delle apparecchiature**

SENSORE VEL. H dal suolo 15 (m) Tipo NRG MOD. MAX40 N° INVENT: \_\_\_\_\_

SENSORE VEL. H dal suolo \_\_\_\_ (m) Tipo NRG MOD. \_\_\_\_\_ N° INVENT: \_\_\_\_\_

SENSORE DIR. H dal suolo 15 (m) Tipo NRG MOD. 200P N° INVENT: \_\_\_\_\_

Settore di direzione zero : NORD Senso di rotaz. positivo verso il settore : EST

ALTRI SENSORI \_\_\_\_\_

ACQUISITORE Tipo SECONDIWIND MOD. NOMAD N° INVENT. \_\_\_\_\_

SOSTEGNO Tipo NRG H 15 (m) \_\_\_\_\_ N° MATR. \_\_\_\_\_

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo GEWISS

Verifica in uscita effettuata da : TERENGI

Data : 10/06/02

**Sezione C ) – Dati relativi alla localizzazione della stazione anemometrica ed al sito**

Comune di : USSASSAI Provincia : NU Regione : SARDEGNA

Tavoletta IGMI: USSASSAI Foglio n° : 218 II NE

Coordinate del Reticolo UTM WGS84

Lat. 39° 48' N , Long. 9° 22' E

Altitudine in metri s.l.m.: 940m

Caratteristiche orografiche : ALTOPIANO

Utilizzo del terreno : PASCOLO

Accessibilità : BUONA

Note : \_\_\_\_\_

**Sezione D ) – Procedura di gestione della stazione e cambio cartuccia**

Sarà effettuata da : TECNOGAIA

Indirizzo e Telefono : \_\_\_\_\_

Note : \_\_\_\_\_

**Stazione anemometrica installata da : TERENGI**

**data : 16/07/2002**

# NOMAD



*The first name in wind energy electronics*

# SECONDWIND

[www.secondwind.com](http://www.secondwind.com)

# If you're conducting wind energy research—resource assessment, micro-siting or turbine performance—

**NOMAD** makes wind measurement easy and reliable. **SECOND WIND** builds **NOMADs** with the best features for wind resource assessment in remote areas, or advanced studies of site conditions and turbine performance.

**NOMAD IS THE TOOL OF CHOICE**, shipped with a standard configuration and ready for your selection of sensors, slope and offset corrections, and statistics.

**NOMAD PACKAGES** are available that include meteorological towers, wind tunnel calibrated anemometers, sensors, graphing software, and all



***NOMAD's front panel is designed for convenient operation.***

accessories. Customize your wind measurement package to meet your individual needs.

**RUN A STUDY YOUR WAY.** Record internally or to removable memory cards. Download data to a portable computer or modem. Choose the algorithms and recording intervals that suit your needs.

**LET IT RAIN AND THUNDER.** Let it freeze to  $-40^{\circ}$ . Leave it unattended for months, **NOMAD** works reliably and conveniently in severe outdoor environments.

**LEAVE THE MANUAL AT HOME** and you can still operate **NOMAD** with ease. A high-contrast 48-character display lets you review data and sensor information without interrupting logging.

**MONITOR THE WIND PLUS** whatever else your study requires. Temperature. Solar insolation. Air pressure. Turbine power output. Water pumper stroke rate. Configure **NOMAD** from the front panel — no hardware modifications or switches to set.

**USE ANY 3 ANEMOMETERS.** Select preset scaling for popular sensors or enter your own. Anemometer inputs double as all-purpose counters. Measure shaft RPM, flow rate, rainfall . . . in familiar units and with remarkable precision.

**AND 4 ANALOG INPUTS** are provided for meteorological and power transducers. Connect wind vanes to 1000 feet of cable and measure wind direction to  $\pm 2^{\circ}$ . There's excitation for passive sensors. And ambient temperature is always available internally.

# **NOMAD** is the instrument for you.

***NOMAD is perfect for wind energy surveys of large areas, inexpensive enough for single-height studies, powerful enough for multi-level monitoring.***

**GET THE DATA YOU WANT.** Choose storage intervals from 1 minute to 1 day. Choose different intervals for different data — record 10 minute wind speeds and hourly temperature, for example.

**INTERPRET DATA IN THE FIELD.** Instruct NOMAD to display data sequentially or statistically. View wind speed to check sensor operation and to profile the site. Scan real-time data for high winds and peak power outputs from the last storm. Calculate power curves while the turbine is running and go home with the one-minute data in your pocket.

**WIND TURBINE POWER CURVES** may be difficult to get with other instruments, but they're no problem for NOMAD. Connect a generator contactor signal to the STATE input and record on line performance along with conventional power curves. Meet AWEA standards with ease.

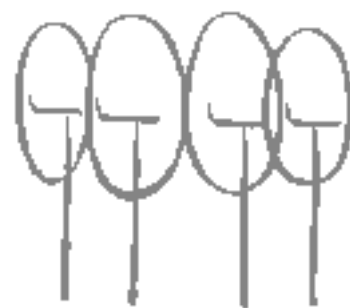
**PLENTY OF MEMORY.** NOMAD's generous 24KB internal memory can store over 250 days of hourly speed, direction, and turbulence data. Insert memory cards of up to 512KB capacity into the front panel and run data-intensive studies for months. Whatever storage you use, NOMAD calculates remaining memory and displays it in numeric format.

**RS-232 SPOKEN HERE.** Communicate with NOMAD through a "PC-AT" style connector on the front panel. Connect your portable computer and send data to disk. Get a standard modem and call NOMAD by telephone.

**POWER IS NOT A PROBLEM.** Slide one or two standard 9-volt batteries into the front panel. Display voltages and replace batteries while logging. NOMAD can also be powered externally by solar panel or low voltage DC or AC supply.

**ENGINEERED FOR RELIABILITY.** Transient protected. Internally shielded. Conformally coated circuitry. Automatic failure recovery and low-power shut-down features guard against data corruption.

**ENGINEERED BY SECOND WIND.** Solving problems for wind energy since 1980. We make advanced measurement systems for wind, wind farms, and substations.



**SECONDWIND**

*The first name in wind energy electronics*

# NOMAD SPECIFICATIONS

## PHYSICAL:

Size: 10.5 x 9 x 6.5 inches  
(267 x 229 x 165 mm)  
Weight: 5.4 lbs. (2.5 kg)  
Case: NEMA-4X weatherproof, fiberglass,  
integrated lock hasps

## ENVIRONMENTAL:

Operating Temperature  
Display Off: -40° to 85° C  
Display On: -20° to 70° C  
Storage Temperature: -40° to 85° C

## POWER REQUIREMENTS:

Internal Power:  
1 to 2 9-Volt batteries 5.5 VDC  
Min. battery voltage:  
External Power:  
Voltage: 11 to 24 VDC  
or 10 to 15 VAC  
Current: 50µA max  
Power Consumption  
Quiescent: 100µA  
Maximum active: 40µA  
Typical average: 350µA

## TIME KEEPING:

Time Base: ± 1 minute/month  
Automatic leap year correction

## DISPLAY:

2 x 24 alphanumeric LCD, temperature  
compensated, with manual contrast control

## SERIAL PORT:

Connector: 9 Pin D-Subminiature  
Baud rate is user settable to 300,  
1200, 2400, or 9600 bps

## INPUTS:

Anemometers/Counters  
Number: 3  
Type: Low level AC sine wave or 0  
to 15-30 V square wave  
Bandwidth: 0-1,000 Hz (AC sine wave)  
0-2,048 Hz (square wave)

Vane/Analog Inputs:  
Number: 4  
Vane Type: 1KΩ to 100 KΩ pot.  
Potentiometer dead band compensated.  
Analog: 0≤ V(in) ≤ 2.50 VDC

All inputs low pass filtered.

State Input: ≤ 1 VDC  
V (Off Line): ≥ 1.25 VDC  
V (On Line):

Battery Voltages:

	Internal(2)	RAM Card
Range:	0-15 VDC	0-5 VDC
Resolution:	60mV	20mV
Accuracy:	±60mV	±20mV

## SAMPLING:

All inputs sampled at 1 Hz

## PROCESSING INTERVALS:

Processing for each data type selectable for 1,  
5, 10, 15, 20, or 30 minutes, hourly, or daily.

## DISPLAYED DATA:

- Current sensor readings displayed in engineering units, updated each second.
- Wind speed units in mph, m/s, kph, or knots
- Counter and analog data scaled by user-supplied stops and offsets.
- Time series data displayed vs. data and time

## STORED DATA:

(Specifications are for data logger without sensors, except for internal temperature.)

Wind Speed:  
Functions: average, peak, standard deviation and turbulence

Range: 0 to 255.9 mph  
Resolution: .1 mph  
Accuracy: ± .5 mph  
(Direction, time of peak can also be recorded.)

Vector Wind Direction:  
Range: 0 to 360° mph  
Resolution: 1.5°  
Accuracy: ±2°

Internal Temperature:  
Functions: average, max., min.  
Range: -40° to 85°C  
Resolution: 1°C  
Accuracy: ±2°C (±3°F)

Counter Data:  
Functions: average, max., min., standard deviation  
Range: 0 to ±2048 counts  
Resolution: 1 count  
Accuracy: ± 1 count

Analog Data:  
Functions: average, max., min., standard deviation  
Range: 0 to 2.5 VDC  
Resolution: 10 mV  
Accuracy: ± 10 mV

Turbine State:  
Range: 0 to 100%  
Resolution: ± 1%  
Accuracy: ± 1%

## STORAGE CAPACITY:

Internal Memory: 24K Bytes  
RAM cards: 32K to 512K Bytes

Capacity depends on the data functions and averaging intervals selected.

Examples:	Case 1	Case 2	Case 3
Internal:	167	28	14 days
128K card:	<u>889</u>	<u>148</u>	<u>75 days</u>
Total:	1056	176	89 days

Case 1: Hourly average turbine power, wind speed, direction and standard deviation (turbulence).

Case 2: Ten-minute average turbine power, wind speed, direction and turbulence.

Case 3: Ten-minute average turbine power, solar insolation, turbine state, wind speed and direction at two levels, and turbulence.

## BATTERY LIFE:

Hourly Average: 1 anemometer + 1 vane:  
119 days, Alkaline  
238 days, Lithium

## WARRANTY:

One year against defects in materials and workmanship.

**ALL SPECIFICATIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE.**

# 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"><li>• wind resource assessment</li><li>• meteorological studies</li><li>• environmental monitoring</li></ul>
	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@nrgsystems.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"> <li>• 3 cups of conical cross-section, 51 mm (2 inches) dia.</li> <li>• 81 mm (3.2 inches) overall assembly height</li> </ul>
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"> <li>• wind resource assessment</li> <li>• meteorological studies</li> <li>• environmental monitoring</li> </ul>
	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@nrgsystems.com



# SPECIFICATIONS

	Operating humidity range	0 to 100% RH
	Lifespan	50 million revolutions (2-6 years normal operation)
Physical	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none"><li>• 21 cm (8.3 inches) length x 12 cm (4.3 inches) height</li><li>• 27 cm (10.5 inches) swept diameter</li></ul>
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@nrghsystems.com](mailto:sales@nrghsystems.com)

---

*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/m<sup>2</sup>);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m<sup>2</sup>).

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/m<sup>2</sup> 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/m<sup>2</sup>. 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/m<sup>2</sup> 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  $T_{\text{med}}$  (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.

**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**
**Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO**

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8760.0	100.00	0.5	7598.0	86.74
1.0	7273.2	83.03	1.5	7013.6	80.06
2.0	6760.8	77.18	2.5	6456.6	73.71
3.0	6058.6	69.16	3.5	5582.1	63.72
4.0	5076.0	57.95	4.5	4601.3	52.53
5.0	4163.4	47.53	5.5	3772.2	43.06
6.0	3419.3	39.03	6.5	3085.6	35.22
7.0	2757.9	31.48	7.5	2469.1	28.19
8.0	2192.2	25.03	8.5	1931.7	22.05
9.0	1695.1	19.35	9.5	1486.1	16.96
10.0	1275.4	14.56	10.5	1094.9	12.50
11.0	923.0	10.54	11.5	766.4	8.75
12.0	635.3	7.25	12.5	518.6	5.92
13.0	421.7	4.81	13.5	338.8	3.87
14.0	277.8	3.17	14.5	218.2	2.49
15.0	164.0	1.87	15.5	119.3	1.36
16.0	87.7	1.00	16.5	64.9	0.74
17.0	47.4	0.54	17.5	36.4	0.42
18.0	25.7	0.29	18.5	19.7	0.22
19.0	16.0	0.18	19.5	13.2	0.15
20.0	11.2	0.13	20.5	9.0	0.10
21.0	6.8	0.08	21.5	4.6	0.05
22.0	3.5	0.04	22.5	2.9	0.03
23.0	1.7	0.02	23.5	1.3	0.01
24.0	0.4	0.00	24.5	0.2	0.00
25.0	0.0	0.00	25.5	0.0	0.00
26.0	0.0	0.00	26.5	0.0	0.00
27.0	0.0	0.00	27.5	0.0	0.00
28.0	0.0	0.00	28.5	0.0	0.00
29.0	0.0	0.00	29.5	0.0	0.00
30.0	0.0	0.00	30.5	0.0	0.00
31.0	0.0	0.00	31.5	0.0	0.00

<b>Parametri della distribuzione di Weibull :</b>	<b>Vc = 5.55</b>	<b>k = 1.20</b>
---	------------------	-----------------

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
---	--	--

Vmed = 5.21 m/s	sqmV = 4.36 m/s	Vcub = 8.27 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 346 W/m2
-------------------------------------	---------------

**Tabella A**



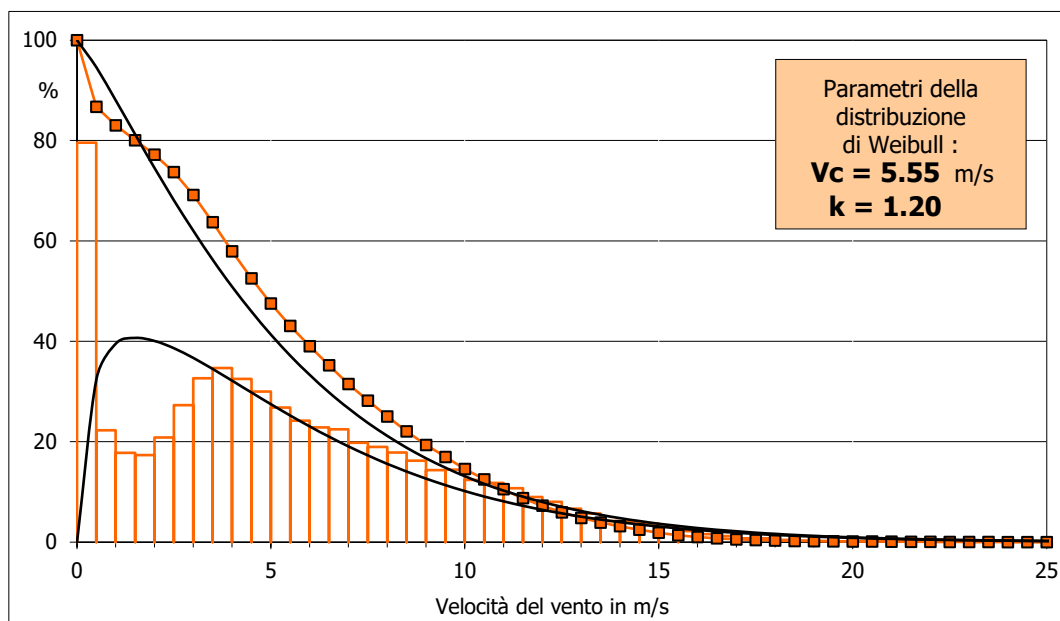
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

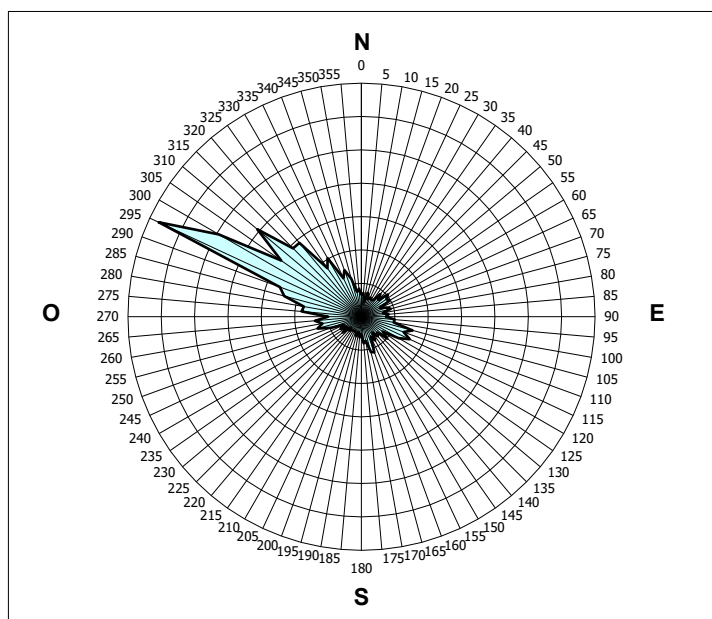
Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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 <sup>2</sup> )
8°	N	4.6	2176	4.52	2.13	5.46	15.0	100
11°	NNE	3.9	1849	5.87	2.99	7.17	17.4	226
6°	ENE	5.1	2415	6.24	3.40	7.83	19.6	294
5°	E	5.6	2662	3.86	2.67	5.45	14.6	99
4°	ESE	7.1	3378	4.19	2.49	5.52	14.6	103
7°	SSE	4.7	2225	3.63	2.15	4.82	15.4	68
9°	S	4.3	2040	3.29	2.15	4.63	14.5	61
12°	SSO	2.9	1395	4.18	2.75	5.85	16.4	123
10°	OSO	4.2	1986	5.47	3.09	7.04	17.8	214
3°	O	9.3	4425	7.24	3.53	8.70	18.2	403
1°	ONO	23.6	11226	8.90	3.90	10.42	24.7	692
2°	NNO	11.7	5554	6.14	2.93	7.39	17.5	247
	NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	<b>Calme</b>	13.3	6321	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	<b>Totale =</b>		<b>47652</b>	<b>5.45</b>	<b>4.01</b>	<b>7.78</b>	<b>24.7</b>	<b>289</b>

**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 <sup>2</sup> )	Ev (kWh/m <sup>2</sup> )
Dic	1.00	6.37	4.34	8.76	22.9	411	306
Gen	0.69	7.84	5.27	10.50	24.7	709	528
Feb	0.12	6.44	2.57	7.23	11.6	232	156
Mar	1.00	4.44	3.18	6.26	15.8	151	112
Apr	1.00	5.97	3.78	7.86	18.4	298	214
Mag	1.00	4.18	3.16	6.03	14.5	134	100
Giu	1.00	4.01	2.67	5.39	12.5	96	69
Lug	1.00	5.49	3.89	7.65	17.9	275	204
Ago	1.00	5.40	4.45	8.23	20.4	341	254
Set	1.00	4.75	3.97	7.27	20.1	235	169
Ott	1.00	5.39	4.02	7.71	17.5	280	208
Nov	1.00	6.75	3.83	8.50	17.4	377	271

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m <sup>2</sup> )	Ev (kWh/m <sup>2</sup> )
Inverno (Dic - Feb)	6.90	4.31	9.08	24.7	458	989
Primavera (Mar - Mag)	4.85	3.47	6.81	18.4	193	426
Estate (Giu - Ago)	4.98	3.81	7.30	20.4	239	527
Autunno (Set - Nov)	5.63	4.03	7.86	20.1	297	649

<b>Anno</b>	<b>5.58</b>	<b>4.00</b>	<b>7.85</b>	<b>24.7</b>	<b>296</b>	<b>2591</b>
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

**Tabelle B e C**

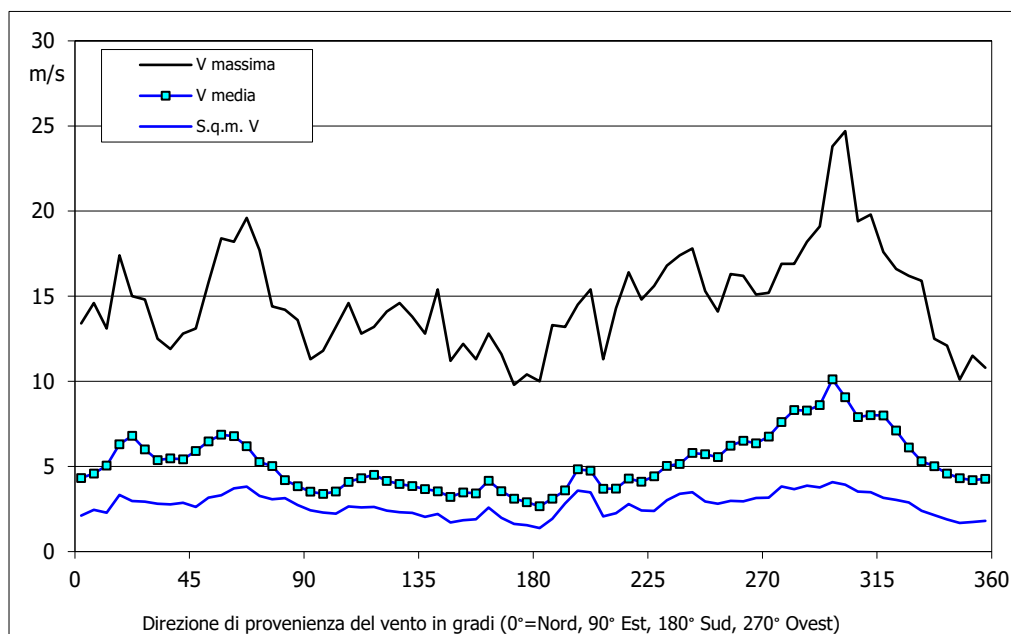
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

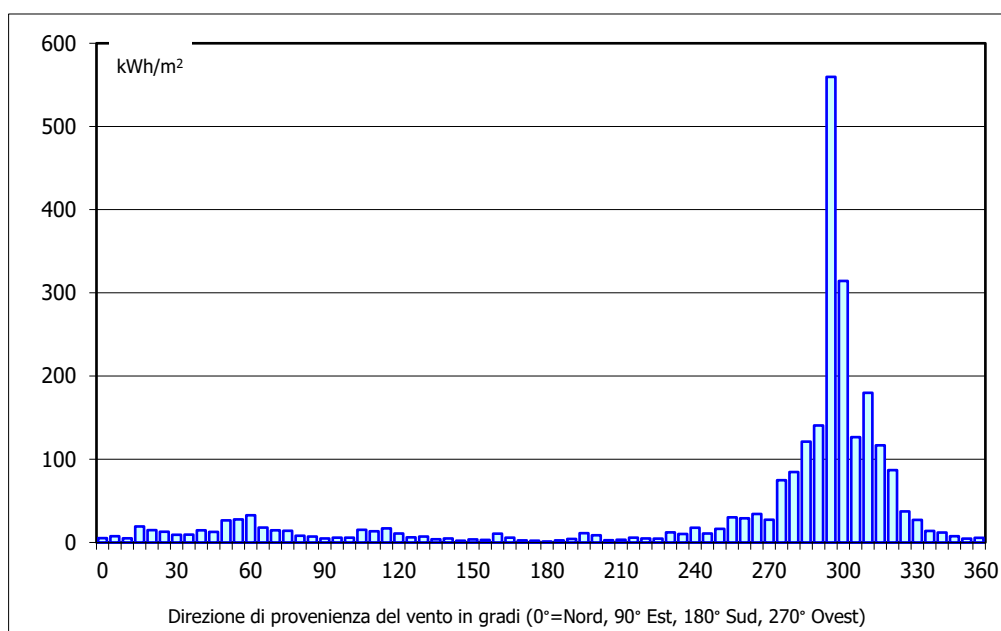
Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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/m<sup>2</sup> PER SETTORE DI DIREZIONE**



**Grafici 3 e 4**

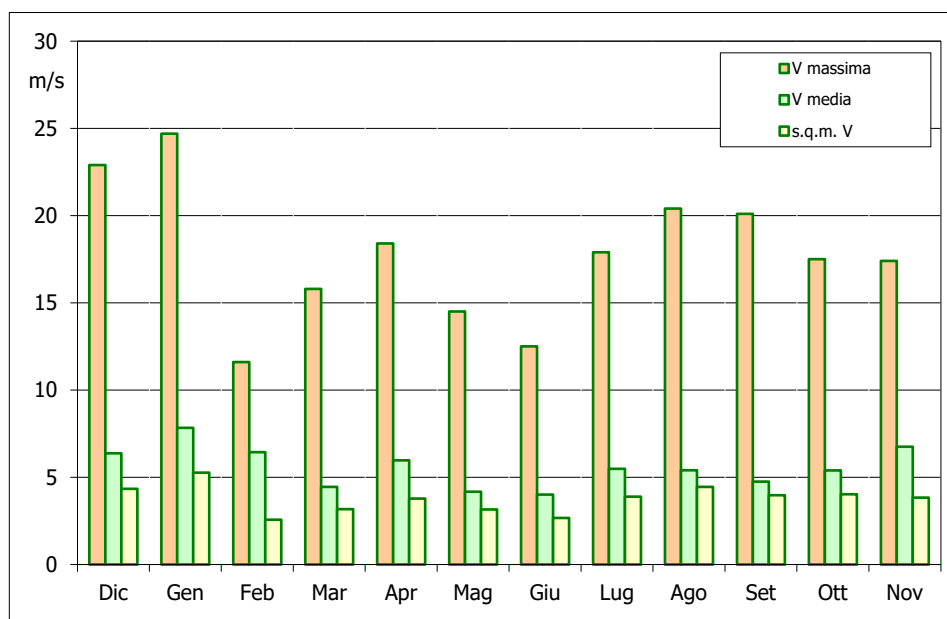
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

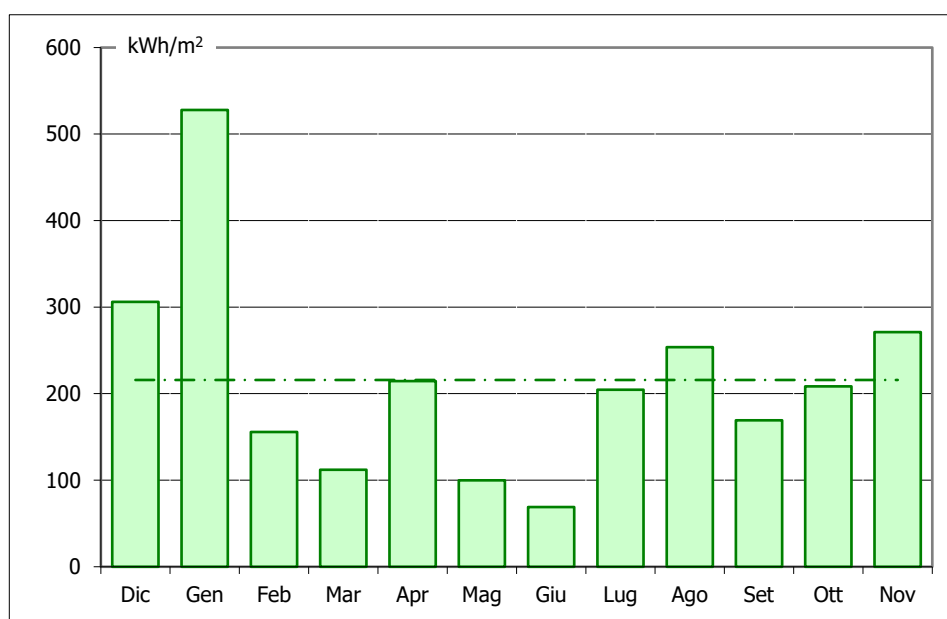
Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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**

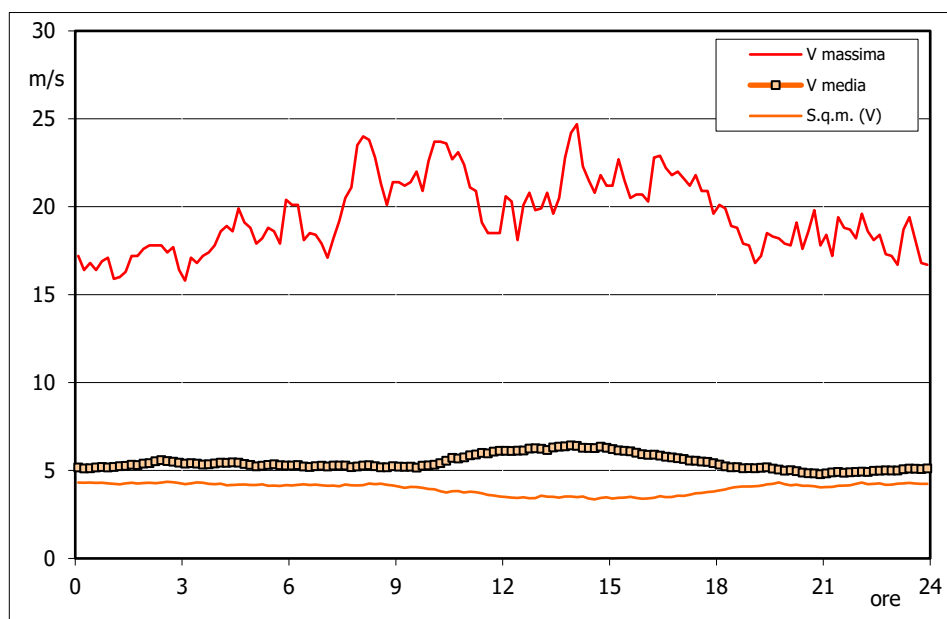
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

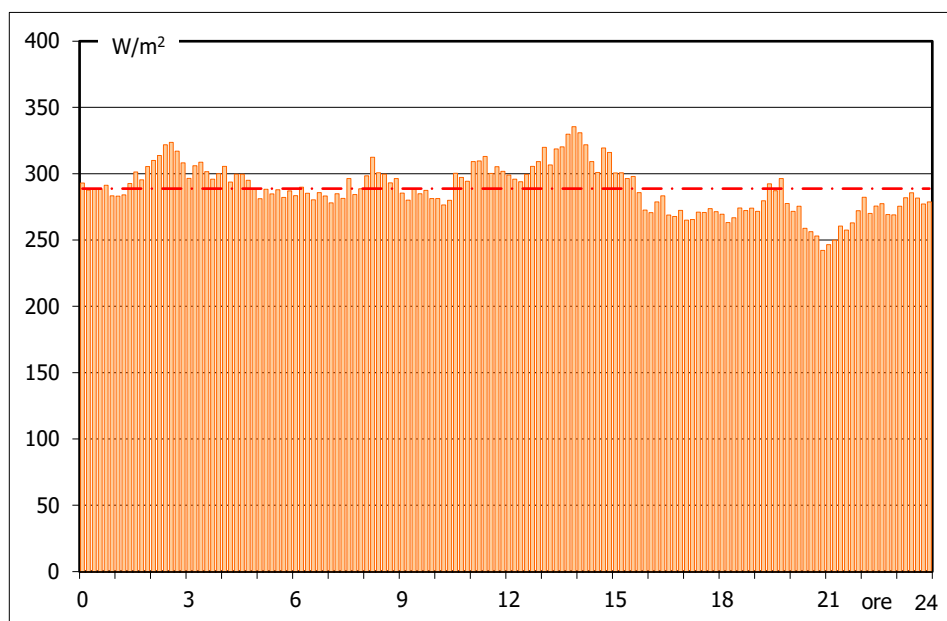
Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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<sup>2</sup> NELLE 24 ORE**



**Grafici 7 e 8**

**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

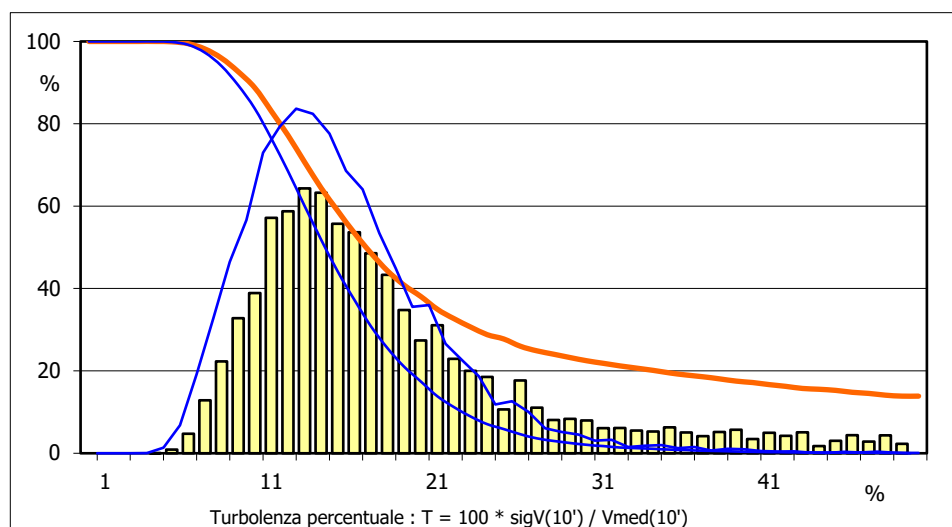
Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

**Velocità del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**
**Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITÀ DEL VENTO**

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

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	5.3	2176	23.7	24.8	7.1	88.7
Nord-NordEst	4.5	1849	25.4	23.4	9.4	86.5
Est-NordEst	5.8	2415	25.2	23.3	8.9	85.7
Est	6.4	2662	42.2	26.4	16.2	100.0
Est-SudEst	8.2	3378	35.7	25.1	13.1	91.2
Sud-SudEst	5.4	2225	41.1	26.3	15.1	100.2
Sud	4.9	2040	47.1	27.0	16.4	100.5
Sud-SudOvest	3.4	1395	38.4	27.3	13.5	100.3
Ovest-SudOvest	4.8	1986	29.7	23.2	12.2	85.8
Ovest	10.7	4425	22.7	19.0	10.6	73.9
Ovest-NordOvest	27.2	11226	16.6	13.4	8.1	34.5
Nord-NordOvest	13.4	5554	16.8	17.6	6.5	57.9
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>Totale =</b>	<b>86.7</b>	<b>41331</b>	<b>25.9</b>	<b>23.2</b>	<b>8.3</b>	<b>84.0</b>

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	33.2	13719	47.6	29.3	11.8	100.6
4 < V < 8	38.0	15687	16.5	6.7	7.5	28.2
8 < V < 12	20.5	8469	13.8	4.0	7.8	21.1
12 < V < 16	7.2	2979	12.9	3.1	8.4	18.6
16 < V < 20	1.0	416	12.3	2.5	8.8	17.2
V > 20	0.1	61	12.8	1.6	10.0	16.0
<b>Totale* =</b>	<b>57.9</b>	<b>27612</b>	<b>15.2</b>	<b>5.8</b>	<b>7.7</b>	<b>25.7</b>

**Grafico 9 : DISTRIBUZIONE DELLA TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO**

**Tabella D e Grafico 9**

**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1\_1Y)**

Periodo di elaborazione: 17/07/2002 - 16/07/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 90.66 % ( 47652 dati su 52560 )

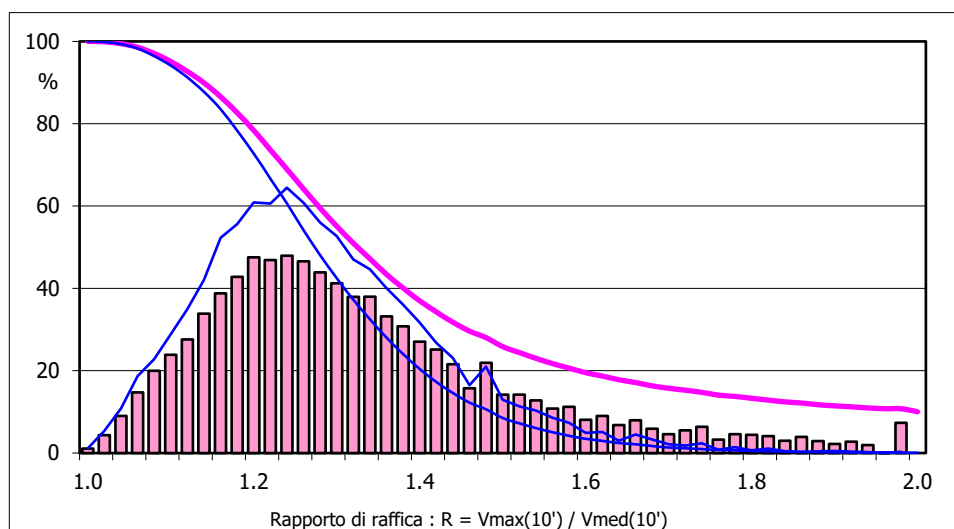
**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**
**Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED**

Rapporto di raffica :  $R = V_{max}(10') / V_{med}(10')$

Settore direzione	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
Nord	5.3	2176	1.45	0.61	1.06	2.72
Nord-NordEst	4.5	1849	1.53	0.60	1.13	2.81
Est-NordEst	5.8	2415	1.52	0.61	1.12	2.99
Est	6.4	2662	1.87	0.73	1.26	3.53
Est-SudEst	8.2	3378	1.71	0.65	1.21	3.21
Sud-SudEst	5.4	2225	1.82	0.69	1.26	3.43
Sud	4.9	2040	1.94	0.74	1.29	3.65
Sud-SudOvest	3.4	1395	1.79	0.73	1.23	3.49
Ovest-SudOvest	4.8	1986	1.62	0.60	1.20	2.89
Ovest	10.7	4425	1.47	0.46	1.17	2.29
Ovest-NordOvest	27.2	11226	1.34	0.33	1.11	1.61
Nord-NordOvest	13.4	5554	1.31	0.43	1.06	1.86
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>Totale =</b>	<b>86.7</b>	<b>41331</b>	<b>1.52</b>	<b>0.58</b>	<b>1.10</b>	<b>2.74</b>

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	33.2	13719	1.94	0.83	1.13	3.85
4 < V < 8	38.0	15687	1.33	0.17	1.08	1.61
8 < V < 12	20.5	8469	1.30	0.12	1.11	1.48
12 < V < 16	7.2	2979	1.27	0.09	1.13	1.42
16 < V < 20	1.0	416	1.25	0.07	1.14	1.38
V > 20	0.1	61	1.26	0.05	1.16	1.35
<b>Totale* =</b>	<b>57.9</b>	<b>27612</b>	<b>1.31</b>	<b>0.15</b>	<b>1.09</b>	<b>1.56</b>

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

**Tabella E e Grafico 10**

---

*ALLEGATO 3*

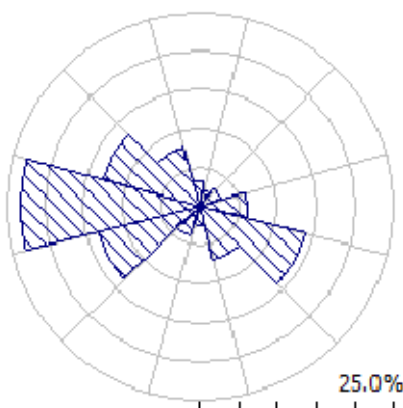
---



# STAZIONE: RIFERIMENTO 1

## Observed Wind Climate

(nel punto dell'aerogeneratore **SE\_06** all'altezza di **119 m** dal suolo)



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	6.3	2.7	2.9	4.9	7.6	6.8	5.2	7.1	8.0	6.3	5.9	7.5
K	1.67	1.22	1.08	1.15	2.21	2.21	1.57	1.87	2.24	1.74	1.65	2.01
U	5.64	2.57	2.84	4.68	6.74	6.02	4.68	6.32	7.09	5.62	5.29	6.65
P	259	40	71	271	326	233	160	317	376	242	215	343
f	3.3	2.1	3.0	6.1	14.1	7.2	2.5	4.0	13.7	23.2	13.0	7.9

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	46	262	274	149	11	14	72	26	9	40	52	17	48
2.0	92	240	215	152	40	50	128	65	34	87	102	50	81
3.0	115	176	156	134	69	86	144	92	61	113	125	79	101
4.0	122	120	111	113	95	115	140	109	86	124	130	100	111
5.0	119	78	77	94	112	132	125	115	104	123	123	111	114
6.0	108	49	53	76	120	134	105	113	114	113	110	114	110
7.0	94	30	37	61	118	125	83	104	115	98	92	109	100
8.0	78	18	25	49	108	106	63	91	109	81	74	98	86
9.0	62	11	17	39	92	83	46	76	96	64	57	84	70
10.0	48	6	11	31	74	60	33	60	80	49	43	68	55
11.0	36	4	8	24	56	40	22	46	62	36	31	53	41
12.0	26	2	5	19	40	25	15	34	46	25	21	39	29
13.0	18	1	3	14	26	15	10	24	32	17	15	28	20
14.0	13	1	2	11	17	8	6	17	21	11	10	19	13
15.0	9	0	2	9	10	4	4	11	13	7	6	12	8
16.0	6	0	1	7	6	2	2	7	8	5	4	8	5
17.0	4	0	1	5	3	1	1	4	4	3	2	5	3
18.0	2	0	0	4	1	0	1	3	2	2	1	3	2
19.0	1	0	0	3	1	0	0	2	1	1	1	1	1
20.0	1	0	0	2	0	0	0	1	1	1	0	1	1
21.0	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22.0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*A and U are given in m/s, P in W/m<sup>2</sup> and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (f).*

*ALLEGATO 4*

---

# IMPIANTO EOLICO "Alientu"

Comune di Seui (SU)

Ubicazione geografica del sito



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

Scala 1:200.000



 Sito eolico



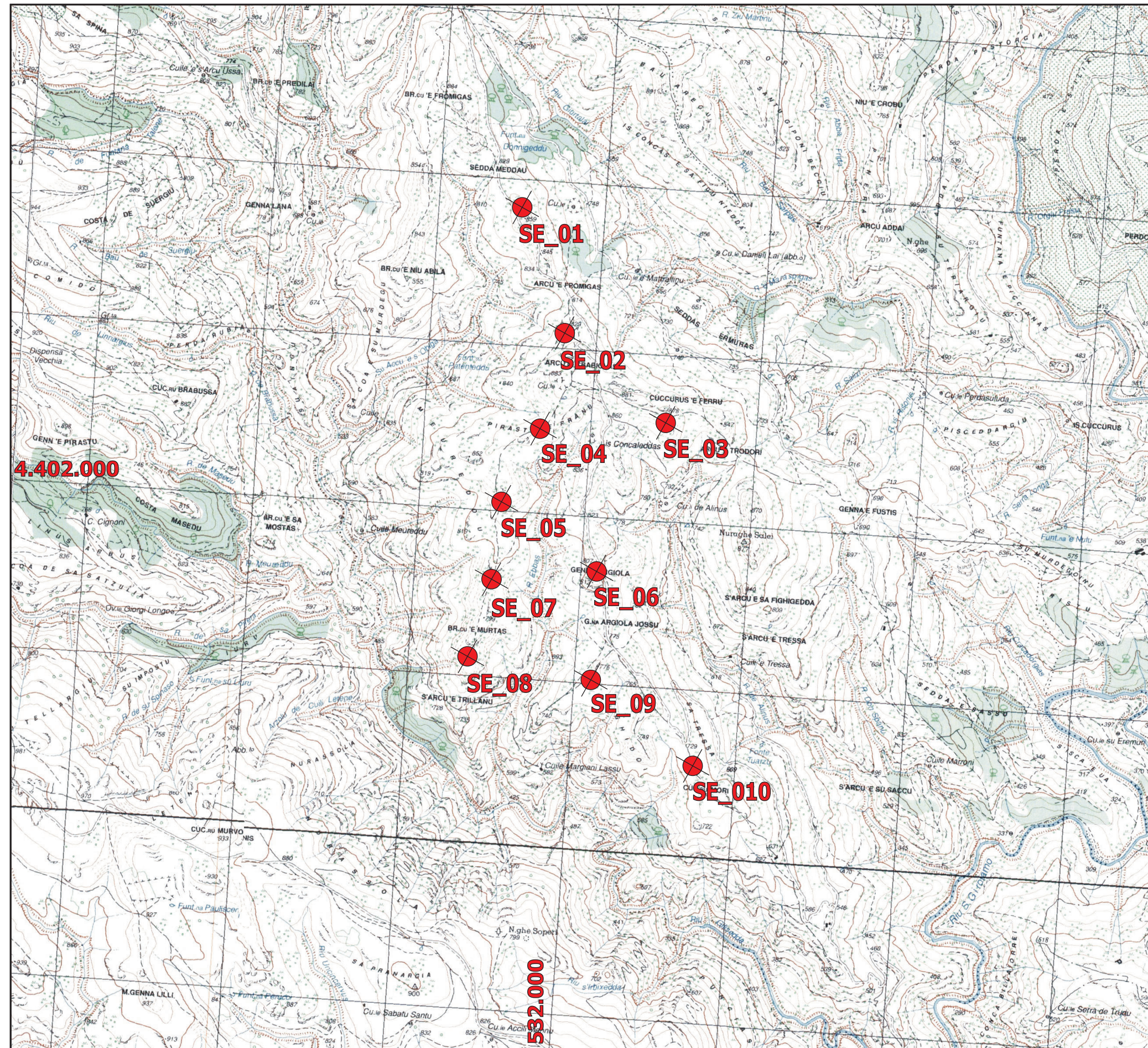
Regione: SARDEGNA



# IMPIANTO EOLICO "Alientu"

Comune di Seui (SU)

Ubicazione degli aerogeneratori



LEGENDA

Aerogeneratori

Sito eolico

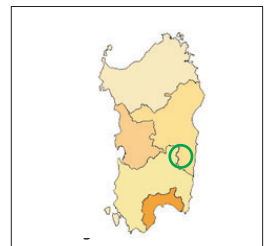
Confini regionali

Confini provinciali

Confini comunali

Cartina di base IGMI, serie 25V:  
USSASSAI 218 II NE

Scala 1:25.000



---

*ALLEGATO 5*

---

**IMPIANTO EOLICO "ALIENTU" NEL COMUNE DI SEUI (SU) – REGIONE SARDEGNA**

 Aerogeneratore: **Vestas V162-6.8 MW** Potenza nominale: **6.8 MW** Diametro Rotore: **162.0 m** Altezza di mozzo: **119.0 m**

AG / RIF.	Coordinate UTM ED50 - Fuso 32		Base macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longitudine	Latitudine		Stima svolta con WAsP					
				H mozzo (m)	V (m/s)	P Lorda (MWh/a)	Perdite per scia (%)	P Lorda netto scie (MWh/a)	Ore equiv. (MWh/MW)
SE_01	531,504	4,403,835	850	119.0	6.49	20,825	0.85	20,649	3037
SE_02	531,817	4,403,102	838	119.0	6.55	20,982	3.39	20,271	2981
SE_03	532,462	4,402,599	865	119.0	6.81	22,483	6.86	20,940	3079
SE_04	531,698	4,402,516	853	119.0	6.85	22,208	3.37	21,459	3156
SE_05	531,503	4,402,069	834	119.0	6.88	22,250	4.34	21,285	3130
SE_06	532,103	4,401,681	806	119.0	6.81	21,995	10.21	19,750	2904
SE_07	531,466	4,401,580	793	119.0	6.95	22,183	4.13	21,267	3128
SE_08	531,362	4,401,123	791	119.0	7.49	23,891	3.20	23,127	3401
SE_09	532,106	4,401,024	771	119.0	6.79	22,032	9.07	20,034	2946
SE_10	532,759	4,400,552	722	119.0	6.54	21,085	6.60	19,694	2896

<b>MEDIE</b>	<b>812</b>	<b>119.0</b>	<b>6.82</b>	<b>21,993</b>	<b>5.20</b>	<b>20,848</b>	<b>3066</b>
<b>TOTALI</b>				<b>219,934</b>		<b>208,476</b>	

Note:

 1) Produttività lorda calcolata con curva di potenza alla densità dell'aria di 1.225 kg/m<sup>3</sup>, corrispondente alla quota del mare

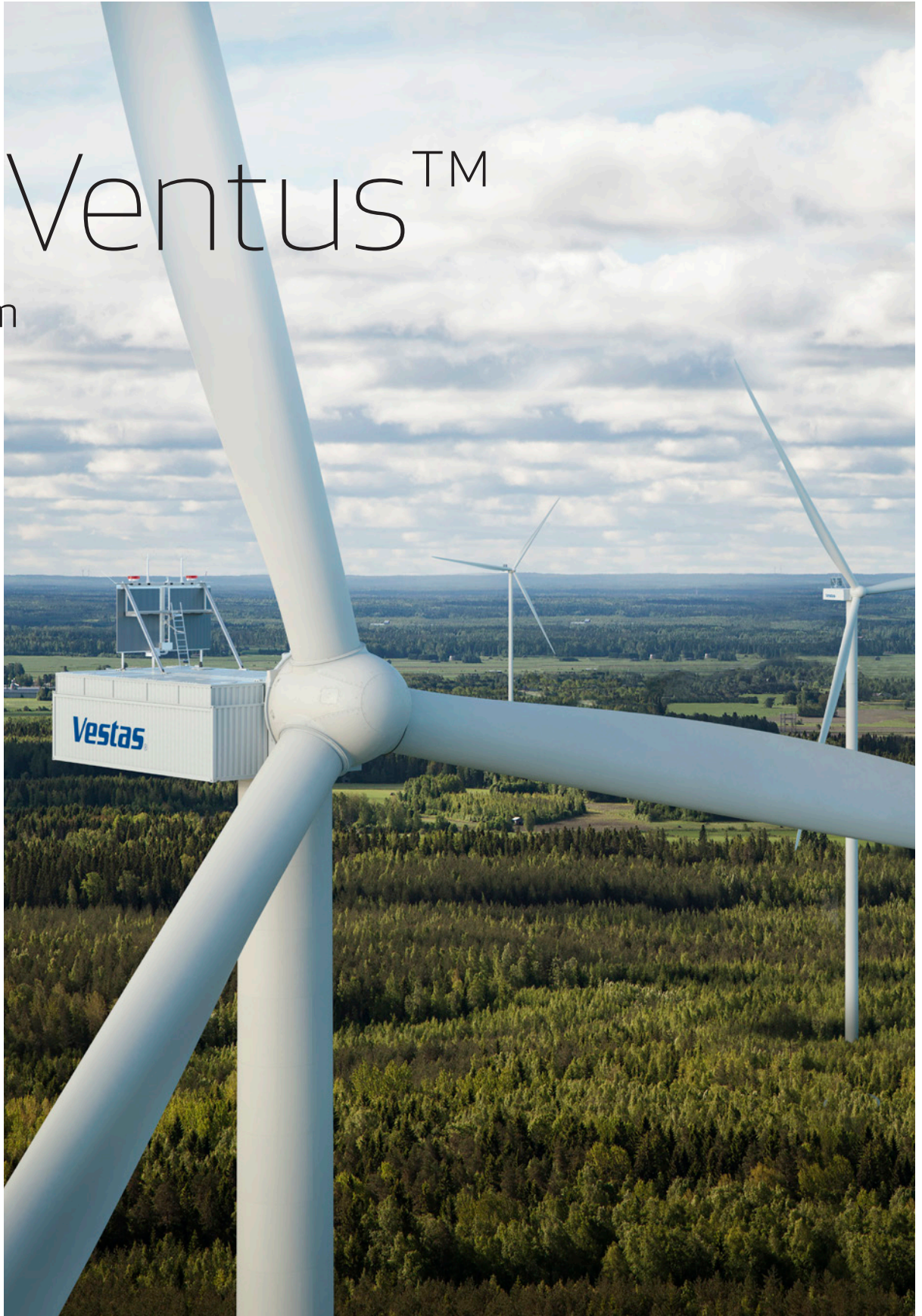
---

*ALLEGATO 6*

---

# EnVentus™

platform





# 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. 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 166 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.

By connecting advanced modular design with more than **166 GW** of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.





# 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 166 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.



### 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 49,000 turbines across the globe:

Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Turbines across the globe:

49,000

### 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™, V162-7.2 MW™ and V172-7.2 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.

**40 years  
of experience**  
The EnVentus™  
platform  
architecture  
connects  
proven system  
designs from the  
2 MW, 4 MW, and  
9 MW platform.

# Maximised site potential

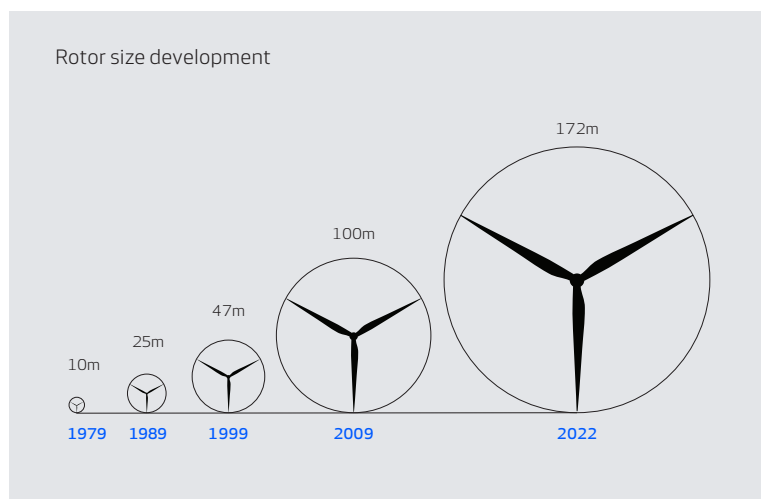
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

## Versatility at the core

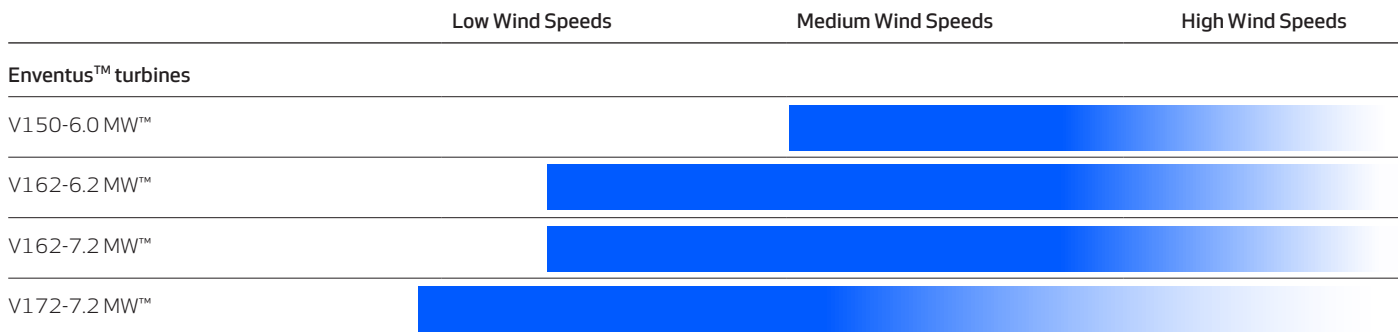
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance 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.



\*Depending on site specific conditions.



**Options available for the EnVentus™ platform:**

- Additional operating modes
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Condition Monitoring Solution
- Fire Supression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™

**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 a larger rotor to achieve higher 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™.

**V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™**

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot 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. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.

**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.

# 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.





Vestas' transparency  
towards Sustainability



g/kWh

5.6-7.1  
1086

CO<sub>2</sub> comparison between  
the EnVentus™ platform  
and a coal power plant



Energy neutral

5.9 - 7.4  
months of operation



Energy return

32 - 41  
times



Recyclability rate

84%-  
87%



Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

### Vestas Sustainability

In 2020, we introduced our sustainability strategy, Sustainability in Everything We Do. At Vestas we are working to improve our own environmental performance, create value for local communities, promote a safe, diverse, and inclusive workplace, while leading the transition to a world powered by sustainable energy. We believe these efforts will help to elevate the standards of our industry as a whole. Read more about Vestas sustainability strategy at [www.vestas.com/en/sustainability](http://www.vestas.com/en/sustainability).

### Life Cycle Assessments (LCA)

Since 1999, we have been developing wind turbine LCAs to give 'cradle-to-grave' evaluations of the environmental impact of our products and solutions. These evaluations concentrate on two key actions: documenting the environmental performance of Vestas wind turbines

and analysing the results to reduce the environmental impact of our turbines. The LCAs provide environmental impact transparency to help customers achieve their own sustainability ambitions. To view our current portfolio of Life Cycle Assessments visit the following page: [www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings](http://www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings).

As part of our commitment to customers, we also offer customised wind power plant LCAs, called Vestas® SiteLCA™. These assessments determine key indicators of environmental performance, taking the wind turbine type, site specific conditions and production supply chain into consideration. SiteLCA™ provides customers or project developers with transparent environmental facts for a specific wind power plant.

# V150-6.0 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
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** to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
<b>Sound power</b>	
Maximum	104.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights	105m (IEC S) 125m (IEC S/DIBt S) 148m (DIBt S) 155m (IEC S) 166m (DIBt S) 169m (DIBt S)

## Turbine options

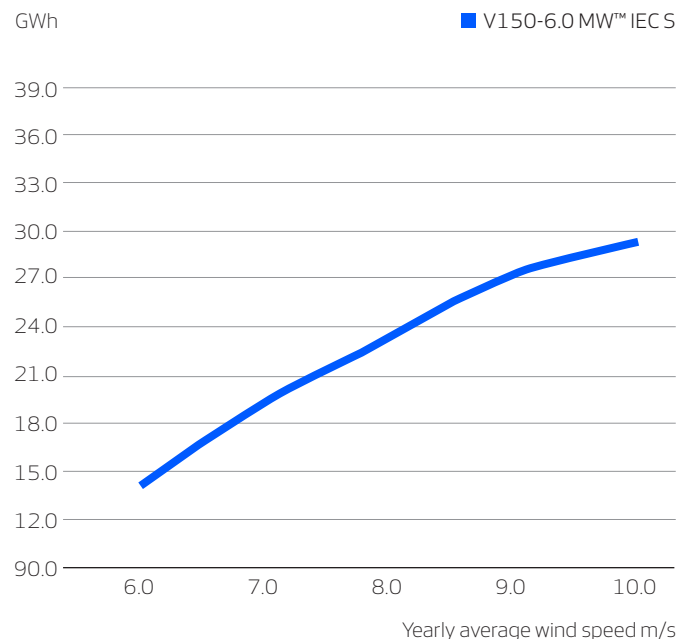
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	5.6g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	5.9 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	85%

Configuration: 155m hub height, Vavg=8.0m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on [vestas.com](https://vestas.com)

## 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

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
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	
<b>Sound power</b>	
Maximum	104.8dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights	119m (IEC S/DiBt S) 125m (IEC S) 149m (IEC S) 166m (IEC S/DiBt S) 169m (DiBt S)

## Turbine options

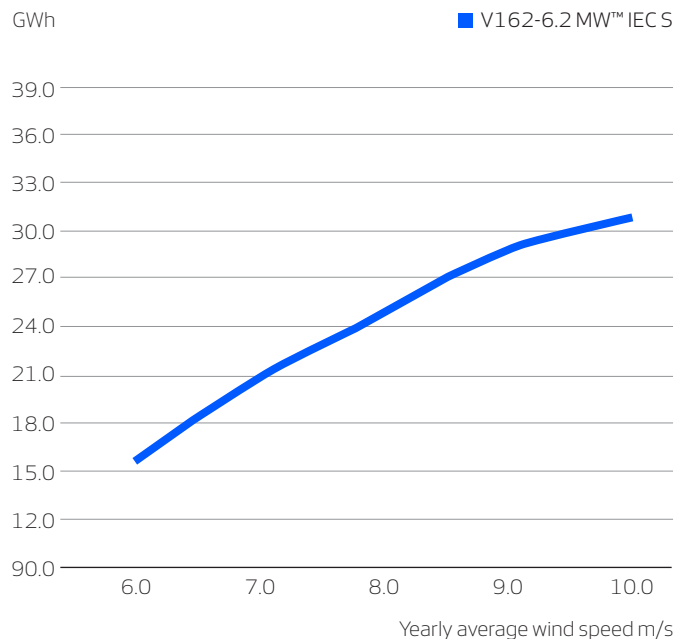
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	6.2g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6.5 months
Lifetime return on energy	37 times
Recyclability rate	84%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on [vestas.com](https://vestas.com)

## Annual energy production



### Assumptions

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

# V162-7.2 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Standard rated power	7,200kW
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	
<b>Sound power</b>	
Maximum	105.5dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S) 138m (IEC S) 169m (IEC S)* 169m ((DIBt S))
* Includes 3m raised foundation	

## Turbine options

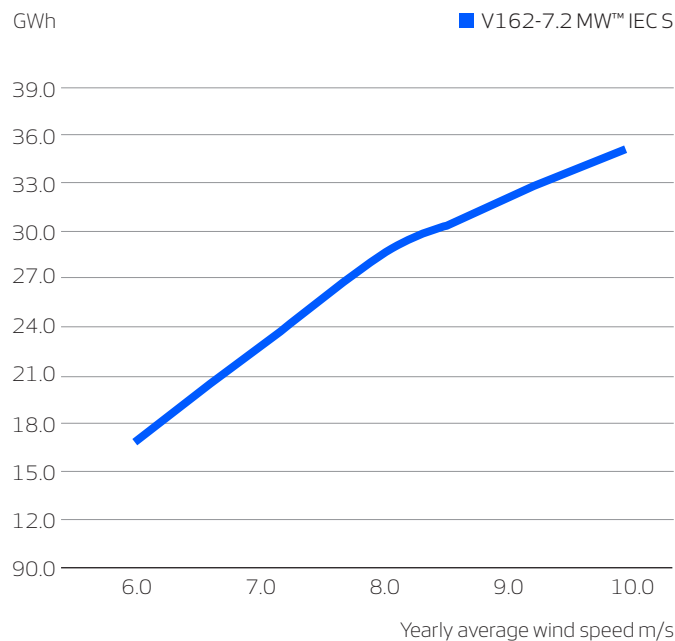
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	7.1g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	7.4 months
Lifetime return on energy	32 times
Recyclability rate	87%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

## Annual energy production



### Assumptions

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

# V172-7.2 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Standard rated power	7,200kW
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	
<b>Sound power</b>	
Maximum	106.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights*	114m (IEC S)** 150m (IEC S)** 164m (DIBt) 166m (IEC S) 175m (DIBt) 199m (DIBt)
*Site specific towers available on request **Preliminary	

## Turbine options

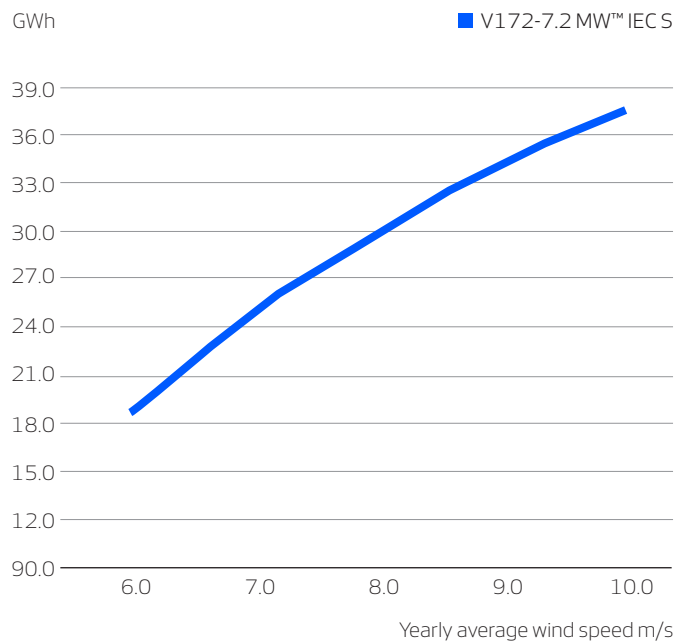
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	6.4g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6.9 months
Lifetime return on energy	34 times
Recyclability rate	86.6%

Configuration: 166m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal streamlined assessment. An externally reviewed Life Cycle Assessment will be made available on vestas.com once finalised.

## Annual energy production



### Assumptions

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

