

*Mistral Wind Energy Srl*

Febbraio 2022

# Parco Eolico sito nei Comuni di Ittiri e Bessude

Studio anemologico e di producibilità





REGIONE AUTONOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



Committente:

**Mistral Wind Energy Srl**

Mistral Wind Energy Srl  
Via Sardegna, 40  
00187 Roma  
P.IVA/C.F. 15802471001

Titolo del Progetto:

**Parco Eolico sito nei Comuni di Ittiri e Bessude**

Documento:

**Studio anemologico e di producibilità**

N° Documento

IT-VesITT - TCNGG – FEB - PROD-TR-001-Rev 0

Progettista:



**REDAZIONE**

**C.Gaioni**

**APPROVAZIONE**

**C.Mazzarella**

Firmato digitalmente da: Carlo Mazzarella  
Data: 05/07/2022 17:04:34

Rev	Data Revisione	Riferimento TecnoGaia	Redatto	Controllato	Approvato
0	04.02.2022	TG003/2022-VPE	C.Gaioni	C.Mazzarella	C.Mazzarella

# Impianto Eolico nei Comuni di Ittiri e Bessude (SS)

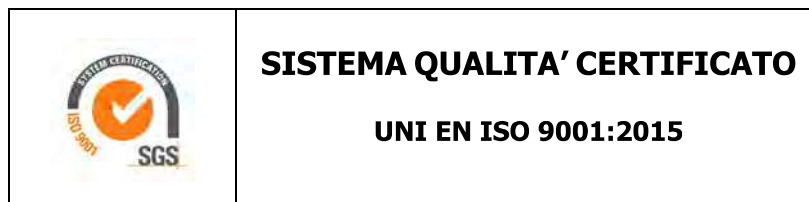
## Regione Sardegna

### Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
<i>Mistral Wind Energy Srl</i>	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni <i>Carlo Gaioni</i>
	00	Gennaio	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<b>APPROVAZIONE</b> C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>
	<b>ORDINE RIF.</b>	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

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>IL SITO .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1</b>	<b>Localizzazione dell’impianto .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>I DATI ANEMOMETRICI.....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>DATI IMPIANTO .....</b>	<b>7</b>
<b>4.1</b>	<b>Aerogeneratore .....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>ELABORAZIONE DATI DI VENTO .....</b>	<b>10</b>
<b>5.1</b>	<b>Stazione anemometrica RIF1 .....</b>	<b>10</b>
<b>5.2</b>	<b>Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione) .....</b>	<b>11</b>
<b>5.3</b>	<b>Valutazione della ventosità a 70 m dal suolo .....</b>	<b>13</b>
<b>6</b>	<b>MODELLO DI CALCOLO.....</b>	<b>14</b>
<b>7</b>	<b>AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO .....</b>	<b>14</b>
<b>8</b>	<b>VERIFICHE SUL MODELLO.....</b>	<b>14</b>
<b>8.1</b>	<b>Verifica dell’approssimazione della curva di Weibull.....</b>	<b>15</b>
<b>8.2</b>	<b>Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....</b>	<b>15</b>
<b>8.3</b>	<b>Analisi di micrositing.....</b>	<b>16</b>
<b>8.4</b>	<b>Anemometro virtuale .....</b>	<b>16</b>
<b>9</b>	<b>RISULTATI DI WASP .....</b>	<b>19</b>
<b>9.1</b>	<b>Producibilità lorda dell’impianto .....</b>	<b>19</b>
<b>10</b>	<b>PRODUCIBILITÀ DELL’IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE.....</b>	<b>20</b>
<b>11</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>21</b>

## 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 il certificato di calibrazione “tipo” del modello di sensore combinato (velocità + direzione) installato
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Grafico	Correlazione tra i dati di media mensile tra la stazione di riferimento e la serie storica
4	Tavole	Tavola con ubicazione dell’impianto, costituito da un insieme di sei turbine
5	Brochure	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

## 1 PREMESSA

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Mistral Wind Energy**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei Comuni di Ittiri e Bessude, in Provincia di Sassari, 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 nei Comuni di Ittiri e Bessude, in Provincia di Sassari, nella parte Nord/Ovest della Regione Sardegna.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia mediamente complessa e da una rugosità medio/alta. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area con diverse variazioni di quota, talvolta pronunciate, e altitudine media complessiva del sito intorno ai 500 m. Non si rilevano ostacoli al flusso del vento per diversi chilometri, in tutte le direzioni. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dai settori Ovest e Sud/Ovest.

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

- Altitudine media: **500 m slm**
- Orografia del sito: **mediamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **mediamente complessa**
- Utilizzo del terreno: **incolto / pascolo**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate sei 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 non si rilevano, a distanze tali da poter interferire, impianti eolici in esercizio nei dintorni a quello di progetto.

## 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	Comune	COORDINATE UTM-WGS84 F32		COORDINATE UTM-ED50 F32		COORDINATE GAUSS BOAGA	
		Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y	EST (X)	NORD (Y)
AG01	Ittiri	466,866	4,492,875	466,946	4,493,063	1,466,894	4,492,881
AG02	Ittiri	467,621	4,493,451	467,701	4,493,639	1,467,649	4,493,457
AG03	Ittiri	466,181	4,490,410	466,261	4,490,598	1,466,209	4,490,416
AG04	Ittiri	467,368	4,491,210	467,448	4,491,398	1,467,396	4,491,216
AG05	Bessude	468,327	4,490,673	468,407	4,490,861	1,468,355	4,490,679
AG06	Bessude	470,215	4,491,072	470,295	4,491,260	1,470,243	4,491,078

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 5 diametri di rotore.

Inter-D	AG01	AG02	AG03	AG04	AG05	AG06
AG01		950	2558	1739	2643	3803
AG02	5.9		3365	2255	2866	3520
AG03	15.8	20.8		1431	2162	4088
AG04	10.7	13.9	8.8		1099	2850
AG05	16.3	17.7	13.3	6.8		1930
AG06	23.5	21.7	25.2	17.6	11.9	

### 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 e che ha misurato per quasi un anno e mezzo nella confinante Borutta. Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stazione:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
		s.l.s.	Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1		15			685

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Riferimento 1		09/2001	01/2003	16.8

Si segnala che, al fine di verifica della coerenza delle serie di dati impiegate, è stata svolta un'analisi di micrositing con un'altra stazione, posta anch'essa nella più ampia area analizzata, con ottimi risultati e discrepanze molto contenute, a suffragare la bontà della rappresentatività della risorsa da parte della stazione anemometrica scelta per il sito d'interesse. I risultati sono stati anche propedeutici alla conseguente valutazione di producibilità, al fine di definire i parametri utili e necessari alla metodologia impiegata nella stessa.

I processi di analisi dei dati anemometrici disponibili della stazione Riferimento 1, di validazione e di loro successiva elaborazione, 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 una stazione appartenente alla Rete Meteorologica dell'Aeronautica Militare. Al termine sono state prese le opportune decisioni per determinarne il valore medio annuo storico, come dettagliato al Capitolo 5. Nello stesso Capitolo sono anche riportati in particolare, i parametri caratteristici di RIF1.

## 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

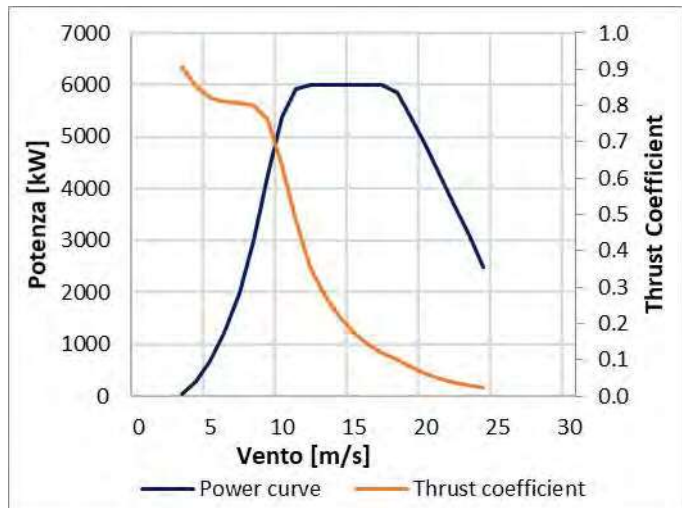
Come anticipato nella premessa, per le valutazioni di producibilità è stato considerato il tipologico di turbina avente le caratteristiche riportate nella tabella sottostante, mentre in **Allegato Brochure** è riportata la brochure descrittiva della tipologia prevista:

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  $1.225 \text{ kg/m}^3$ ), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

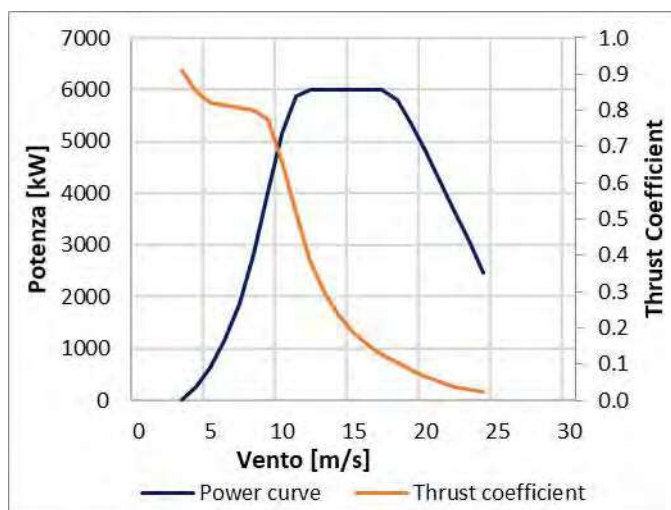


Turbina		V162-6.0 MW		Diametro		162 m	
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m <sup>3</sup> )		1.225		
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	32	0.908					
4	292	0.853					
5	676	0.820					
6	1229	0.812					
7	2000	0.807					
8	3017	0.800					
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  $1.15 \text{ kg/m}^3$ , 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 ( $\text{kg/m}^3$ )		1.150		
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	26	0,911					
4	269	0,855					
5	630	0,820					
6	1148	0,813					
7	1874	0,809					
8	2831	0,802					
9	4022	0,777					
10	5159	0,658					
11	5868	0,518					
12	5992	0,383					
13	6000	0,291					
14	6000	0,230					
15	6000	0,185					
16	6000	0,153					
17	6000	0,127					
18	5810	0,105					
19	5332	0,083					
20	4811	0,065					
21	4240	0,051					
22	3664	0,039					
23	3082	0,030					
24	2456	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 ad una quota superiore rispetto all'altitudine media del sito di interesse e posta in direzione Est-Sud-Est rispetto allo stesso. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, proprio grazie alla particolare posizione elevata 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 15 m, dotato della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: <b>VELOCITÀ</b>	15 m	THIES CLIMA mod. 4.3323.21.251/S
Sensore: <b>DIREZIONE</b>	15 m	THIES CLIMA mod. 4.3323.21.251/D
Acquisitore	1.5 m	Schlumberger VIT 2000

Il data-logger, di tipo Schlumberger VIT 2000, 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 di installazione della stazione, nonché del certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore combinato (velocità + direzione) installato sulla stessa, 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 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 <sup>2</sup>	Vc (m/s)	K
RIF1	15	16.8	91.9	4.96	159	5.60	1.83

I dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza sono stati sottoposti a una verifica di lungo periodo allo scopo di confermare l'allineamento della ventosità rilevata a quella attesa in sito nel lungo periodo.

La verifica è stata svolta utilizzando la torre anemometrica Alghero (codice 16520) appartenente alla Rete Meteorologica dell'Aeronautica Militare, tutt'ora in funzione. Di seguito si riporta la tabella finale a seguito dell'allineamento sul lungo termine, mentre i dettagli del processo sono descritti nel capitolo successivo.

Stazione anemometrica	H sensore	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m <sup>2</sup>	Vc (m/s)	K
RIF1_S	15	Storico	91.9	4.56	124	5.16	1.83

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

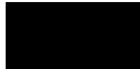
La misura a 15 m dal suolo presenta una disponibilità superiore al 90% e, in accordo alle normative regionali, per un periodo di misura superiore ai 12 mesi.

## 5.2 Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)

Nonostante la discreta consistenza temporale della serie di dati disponibili (quasi un anno e mezzo), 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 essere 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 dispone della serie quarantennale di dati, inclusi quelli contemporanei a RIF1, registrati dalla stazione di Alghero (codice 16520), come già detto, appartenente alla Rete Meteorologica dell'Aeronautica Militare. I dettagli della stessa sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
<b>16520</b>		25	10	01/1980	*** attiva ***

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 "16520"
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 discreto, 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:

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

E per analogia che:

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

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 risultata superiore, con uno scostamento di circa 8 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 **4.56 m/s**. La **Figura** che descrive la correlazione descritta è disponibile nell'**Allegato 3**.



### 5.3 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 ( $\alpha$ ).

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:

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

dove  $\alpha$  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  $h_1$ .

Non avendo a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due o più altezze dal suolo, non è possibile stimare il valore di  $\alpha$  sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione.

Tale valore si otterrebbe infatti dall'applicazione della stessa formula di cui sopra:

$$\alpha = \log(V_2 / V_1) / \log(h_2 / h_1)$$

A tal fine, pertanto, la verifica di questa condizione verrà svolta unicamente con il modello WASP, cioè verrà effettuata una simulazione del campo di vento a 70 m dal suolo, fornendo in input i dati rilevati nel punto della stazione considerata e l'orografia del sito.

Questi sono i risultati di detta simulazione:

Site ID	Coordinate UTM ED50 Fuso 32		EI [m]	Ht [m]	U [m/s]
	X [m]	Y [m]			
AG01	466,946	4,493,063	476	70.0	5.62
AG02	467,701	4,493,639	460	70.0	6.05
AG03	466,261	4,490,598	465	70.0	5.01
AG04	467,448	4,491,398	531	70.0	5.42
AG05	468,407	4,490,861	607	70.0	6.27
AG06	470,295	4,491,260	541	70.0	5.68

La verifica è positiva. Infatti, per tutti i punti ipotizzati si rileva una ventosità stimata a 70 m dal suolo oltre il valore di ventosità minimo richiesto dalla normativa regionale (5 m/s). Nello specifico, infatti, il valore più basso è 5.01 m/s, quello più elevato 6.27 m/s, con una media pari a 5.68 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 475 km<sup>2</sup>, precisamente un quadrato di 21.8 x 21.8 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinality (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 utilizzata 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 un'altra serie di dati

appartenente ad una stazione localizzata nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo, i cui risultati sono stati molto soddisfacenti.

## **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 la prima verifica è da considerarsi positiva, grazie a scostamenti contenuti, sia nel raffronto tra le ventosità che tra i parametri di energia specifica (inferiori all'1% per entrambi i casi).

Gli esiti della seconda verifica confermano sostanzialmente i buoni risultati della precedente sul raffronto tra le ventosità (scostamento inferiore all'1%). Il raffronto invece tra i parametri dell'energia specifica evidenzia uno scostamento non minimo (circa 2 punti e mezzo percentuali).

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, si può ritenere la verifica, seppur con qualche riserva, soddisfacente.

## **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, non disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, il confronto può essere svolto esclusivamente tra il valore atteso, nel rispetto dell'orografia e della rugosità del sito di installazione della stazione di misura, ed il valore di alfa 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 15 m e quella del mozzo ipotizzato, ovvero 125 m.

Un valore di gradiente al suolo che si può verosimilmente attendere nel sito di appartenenza di RIF1, per lo più pianeggiante, è pari a 0.2. Per quanto attiene al modello di calcolo WASP, la lettura del gradiente è apparsa abbastanza in linea, seppure leggermente inferiore (0.17). Il risultato, in un'ottica di mantenimento di un atteggiamento cautelativo, può ritenersi soddisfacente.

Alla luce di quanto emerso, si ritiene corretto lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo di 125 m.

### 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 poste in atto sono sempre stati all'interno di parametri più che accettabili, soprattutto in virtù delle variabili indicate (distanza e orografia intercorrente). Anche quest'ultima verifica si può ritenere soddisfacente, pur con tutti i limiti delle incertezze dei processi eseguiti.

### 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 **AG04** che, come posizione e altitudine, 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.

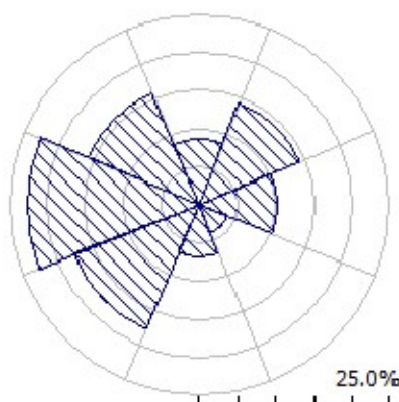
**Nella prima parte della tabella** sono riportati, per ciascuno degli 8 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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/m<sup>2</sup>
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

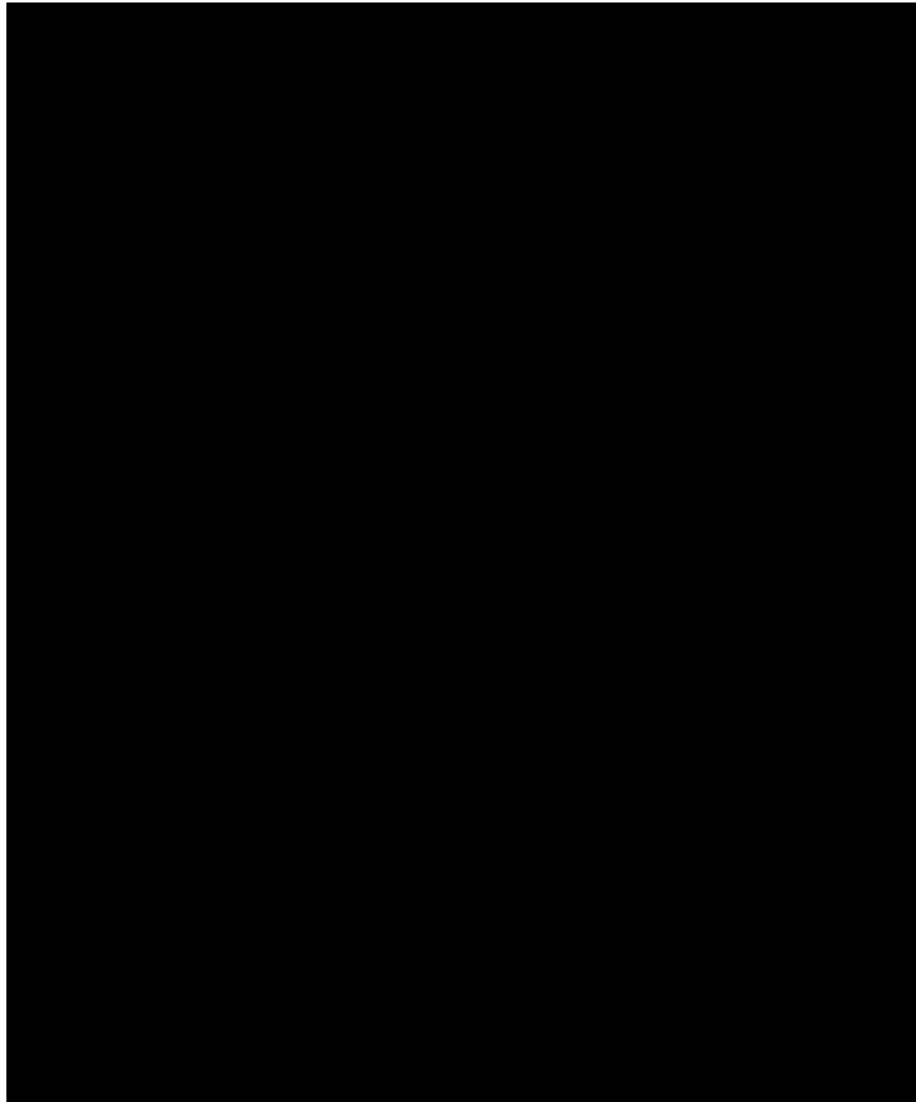
**Nella seconda parte della tabella** sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno degli 8 settori di direzione, le frequenze 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: **AG04** – Anemometer height: 125 m a.g.l.







## 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:

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI ITTIRI E BESSUDE (SS)									
Stazione di riferimento			RIF1_S						
Aerogeneratore (modello)			VESTAS V162-6.0 MW						
Potenza nominale (MW)			6.0						
			Dati al mozzo						
AG	Coordinate UTM ED50 Fuso 32		Base Macchina (m s.l.m.)	Dati di WASP					
	Longit.	Latitud.		H mozzo (m)	V (m/s)	P lorda (MWh/a)	Perdita per scia [%]	P netta (MWh/a)	Ore (MWh/MW)

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<sub>50%</sub>) di 91,592 MWh/anno pari a 2544 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 nei Comuni di Ittiri e Bessude, in Provincia di Sassari, Regione Sardegna. 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, nel superamento del valore di ventosità media annua di 5 m/s a 70 m dal livello del suolo e nel raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue.

La durata minima e la consistenza (disponibilità) delle misurazioni viene ampiamente 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.

Le ventosità medie annue stimate a 70 m dal suolo sulle verticali dei punti ipotizzati per l'installazione delle sei turbine superano il valore limite inferiore richiesto, anche sopravvalutando le insite incertezze della misura (vedi Capitolo 5). Anche 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 soddisfatto.

La produzione attesa dall'impianto con questi regimi di vento risulta essere 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.

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, avallando le scelte intraprese.

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 hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo. In questo

senso va interpretata la scelta di lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una buona ventosità, nonostante un'orografia abbastanza complessa ed una rugosità medio/alta. Infatti, le verifiche effettuate hanno dato risultati soddisfacenti.



---

*ALLEGATO 1*

---

**QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO**

Scheda della stazione anemometrica

**Sito: Ittiri-Bessude**

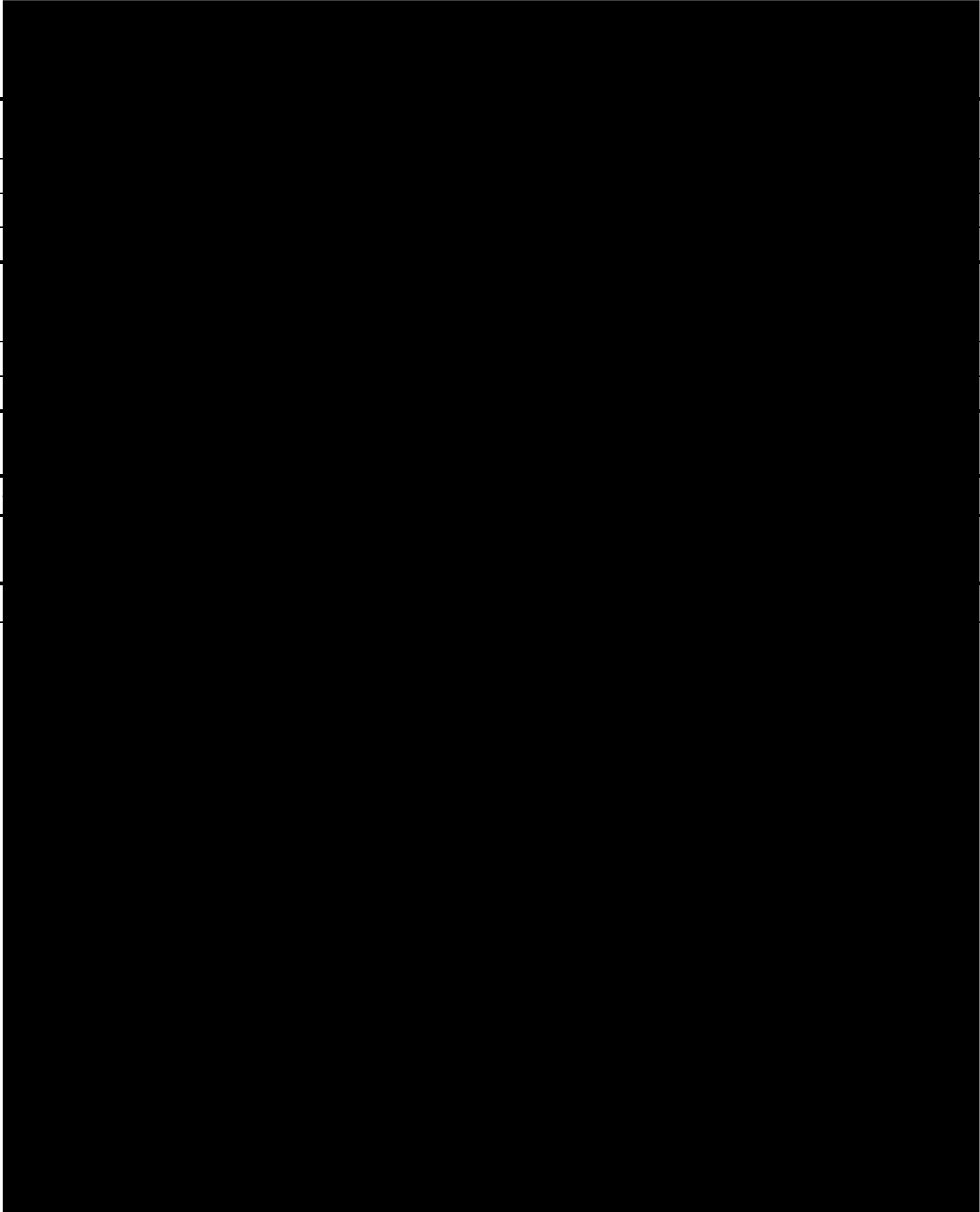
Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

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



# Combined Wind Transmitter

Order-No. 4.3323.21.251  
4.3323.10.251

ADOLF THIES GMBH & CO KG  
GÖTTINGEN

Klima-, Meß- und Regelgeräte

Postfach 3536+3541

Hauptstraße 76

D-3400 Göttingen

Telefon (05 51) 7 90 01-0

Telefax (05 51) 7 90 01-65

☒ 96722

☎ Meßthies

11/89

**Thies**  
**CLIMA**  
Wind



**Measures wind velocity and direction**

**Scans the velocity data**

- Opto-electronically and direct current generator

**Scans the direction data**

- Potentiometer

**Electronically regulated heating system for wintertime use**

**Sturdy, maintenance-free and wear-resistant**

**Technical Data:**

TELEFAX (02) 8376185

	Velocity	Direction
Measuring range:	0.5 ... 45 m/s	0 ... 358 °
Resolution:	0.05 m/lmp.	-
Sensitivity:	0.5 m/s	0.5 m/s (30°-Turn)
Damping constant:	-	< 0.2
Electr. Output:		0 ... 2000 Ω
Opto	0 ... 900 Hz	
Generator	0 ... 2 mA at 1K - Ohm	
Heater*:	nominal value 8°C; 24V~/max. 44 W; 24V~/max. 34W	
Operating voltage:	15V-	
Ambient temperature:	-35°C ... +70 °C (without heating 0 ... +70°C)	
Electrical connection:	12 pole Euchner round plug (supplied with instrument)	
Recommended connection cable:	LiYCY 12×0.75 mm <sup>2</sup> , max. Ø 20 mm	
Mounting:	to a tube mast, Ø max. 48 mm, inner Ø min 40 mm	
Weight:	3.4 kg	

**Description:**

The Combined Wind Transmitter is designed to detect the horizontal components of both wind velocity and wind direction.

A potentiometer detects the position of the wind vane.

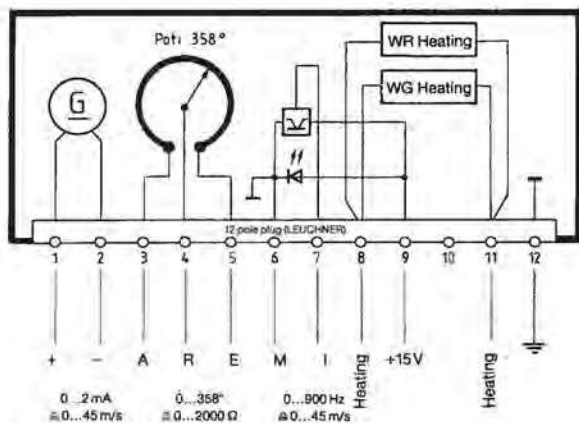
The rate of revolution of the cup anemometer is scanned opto-electronically and also detected by a direct current generator.

Frequencies above 2 Hz are suppressed by a capacitor (47 µF capacity) parallel to the generator.

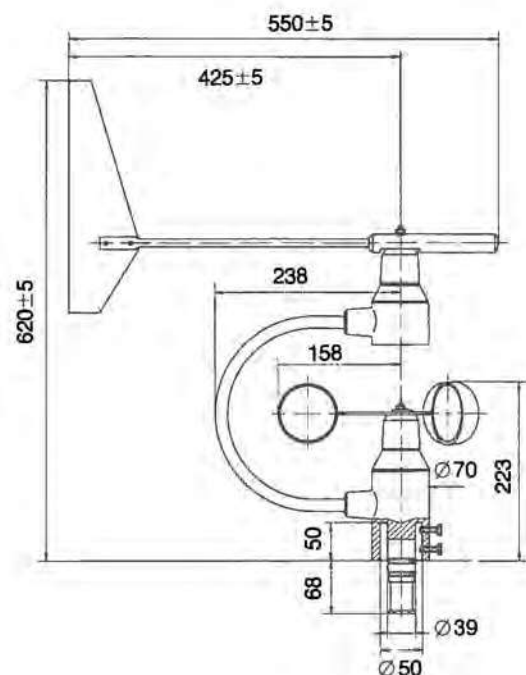
The complete instrument is made of varnished and anodized aluminium.

It is designed for mounting to a mast tube, the electrical connection is in the shaft, the cable runs through the mast.

**Connection diagram:**



**Dimensions:**

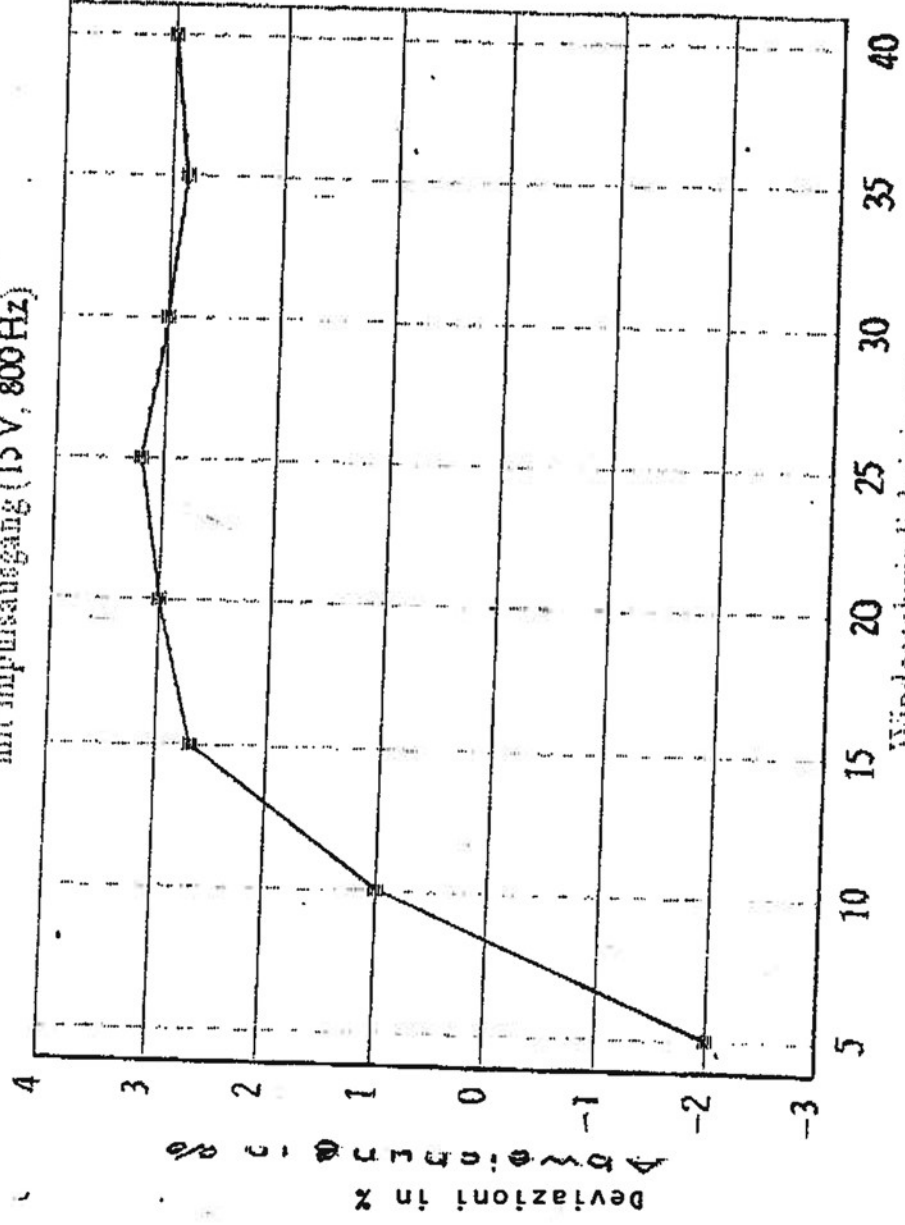


\* Without heating; Order-no. 4.3323.10.251

Sensore della velocità del vento  
con uscita d'impulsi 15V/800 Hz

# Windgeschwindigkeitsgeber

mit Impulsausgang (15V, 800Hz)

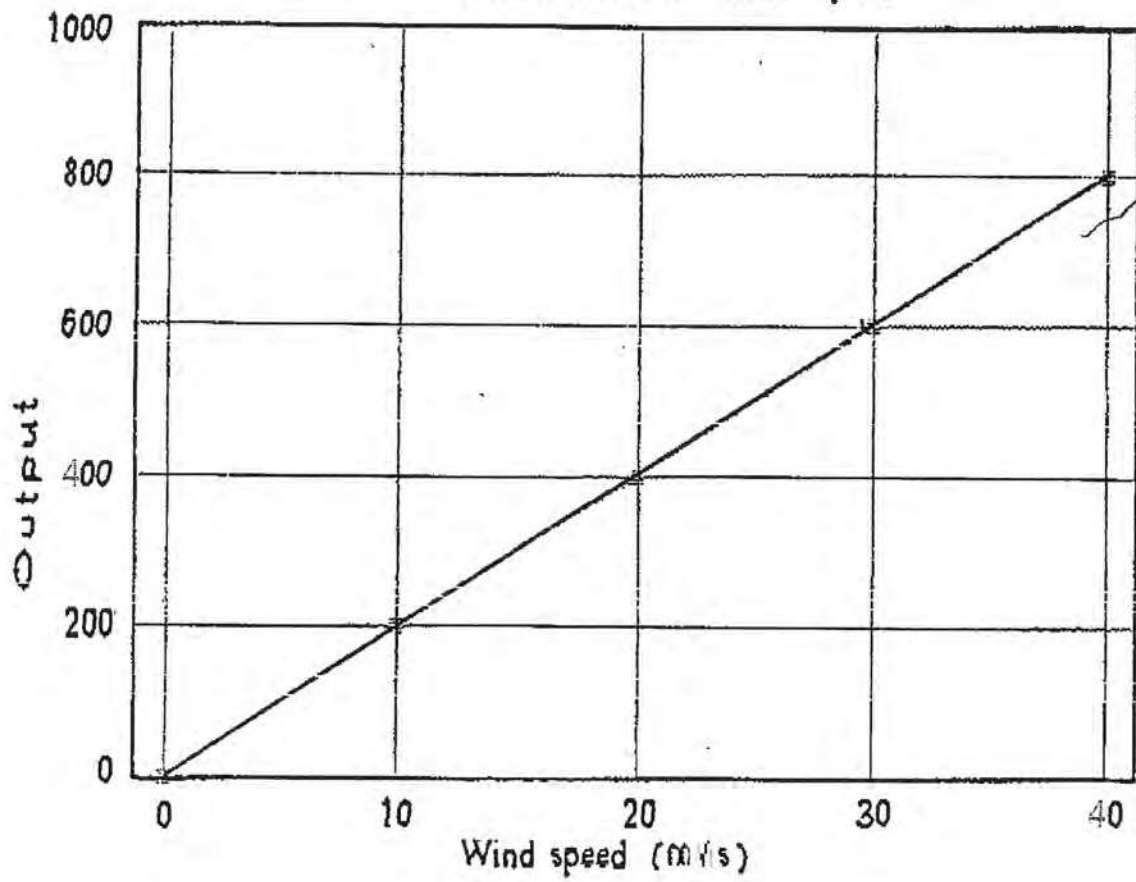


Windgeschwindigkeit in m/s  
Velocità del vento in m/s

*Handwritten signature*

# Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

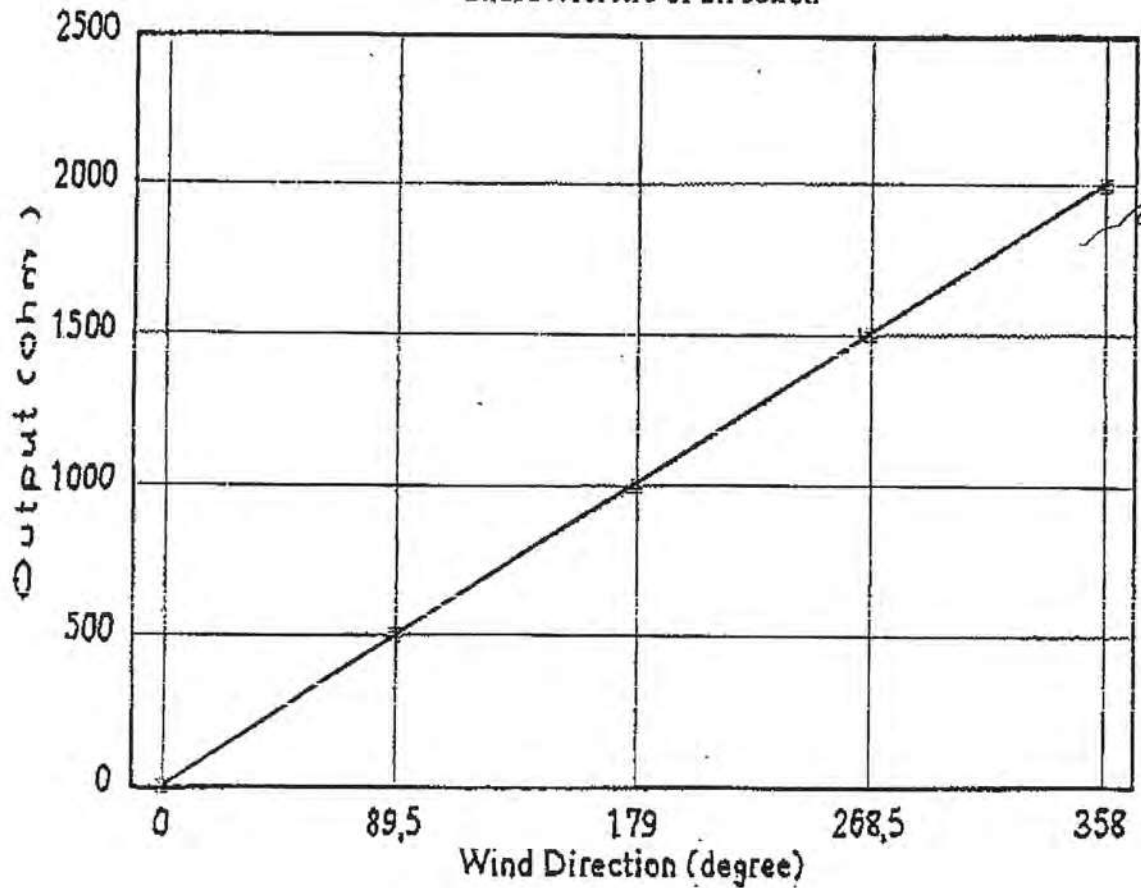
Characteristic of Wind speed



*Handwritten signature*

# Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

Characteristic of direction



Tolerance full scale  $\pm 3\%$   
Linearity 0,35 %



**ADOLF THIES GMBH + CO. KG  
GÖTTINGEN**

Klima- Meß und Regelgeräte  
Postfach 3838 + 3541  
Hauptstraße 78  
D-3400 Göttingen  
Telefon (0551) 79001-0  
Telefax (0551) 79001-85  
☎ 06722  
☎ Meßthies



TEST REPORT OF 10 THIES WIND VELOCITY TRANSMITTERS ISSUED BY THE  
NATIONAL GERMAN WEATHER SERVICE OF 13.07.1990

m/s	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(Sensor)
5	97	98	98	99	98	97	98	97	97	97	} output in Hz
10	200	203	203	206	202	201	202	202	203	202	
15	304	309	310	311	307	306	310	307	306	307	
20	407	414	414	416	411	409	413	410	411	410	
25	510	522	519	522	514	512	517	513	514	513	
30	612	624	620	625	616	613	619	615	618	616	
35	714	726	723	728	719	716	720	717	721	718	
40	817	830	828	833	822	818	826	819	826	821	

m/s	Average in Hz	Sigma	Deviation in %	Deviation in Hz	Deviation in-m/s
5	97,6	0,66	-2,4	-2,4	0,12
10	202	1,5	1,2	2,4	-0,1
15	308	2,1	2,57	7,7	-0,4
20	413	2,58	2,88	11,5	-0,6
25	516	3,98	3,12	15,6	-0,8
30	618	4,09	2,97	17,8	-0,9
35	720	4,19	2,89	20,2	-1
40	824	5,14	3	24	-1,2

---

*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  $V_j$  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 NO 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 16 settori di 22.5° 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 16 settori di 22.5° 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.

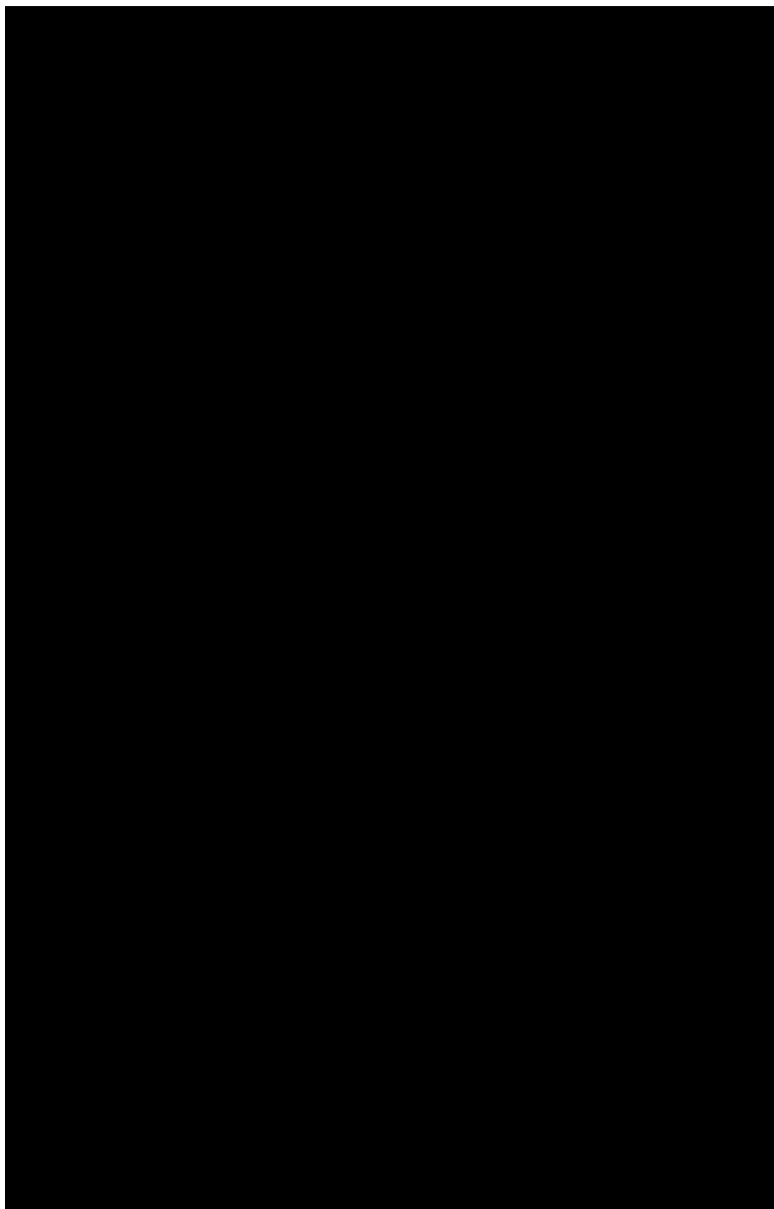
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A**

Periodo di elaborazione: 05/09/2001 - 30/01/2003 (numero giorni: 513)

Percentuale dati disponibili = 91.9 % ( 67744 dati su 73714 )

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

**Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO**



**Tabella A**

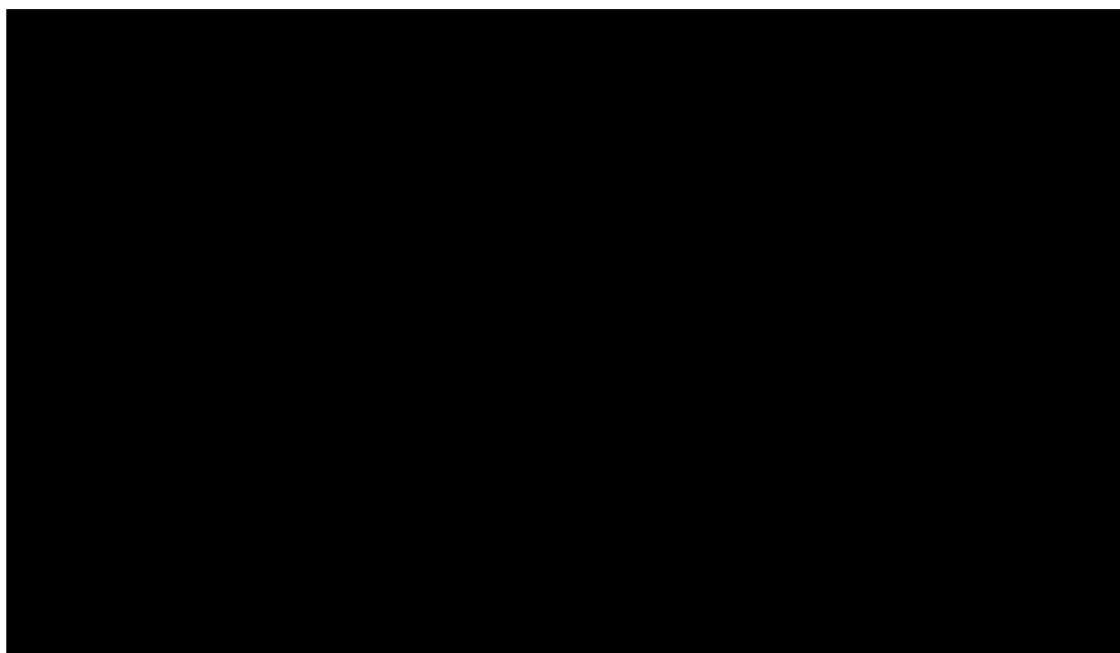
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A**

Periodo di elaborazione: 05/09/2001 - 30/01/2003 (numero giorni: 513)

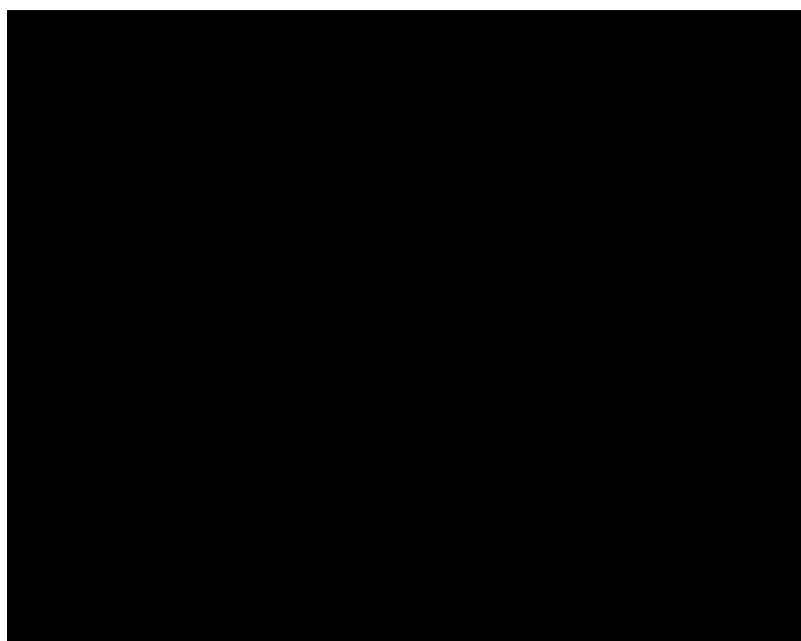
Percentuale dati disponibili = 91.9 % ( 67744 dati su 73714 )

**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



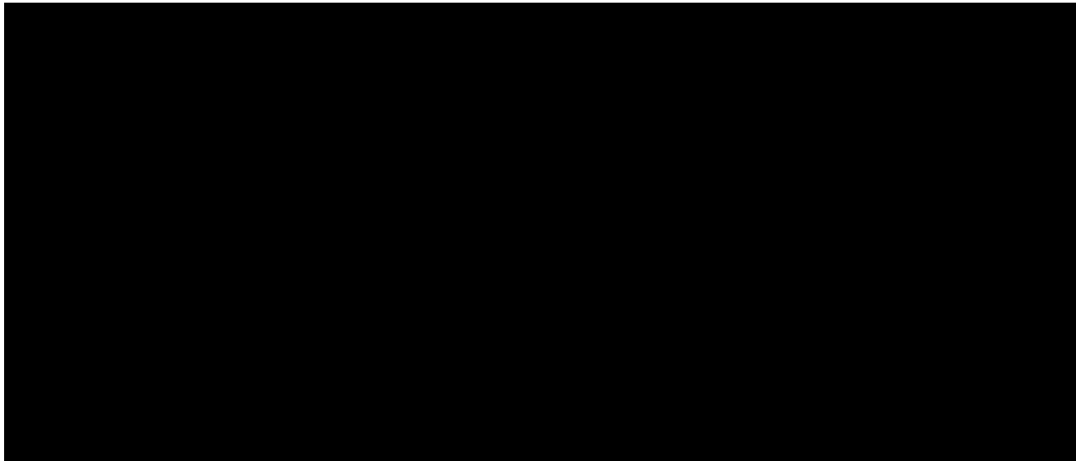
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A**

Periodo di elaborazione: 05/09/2001 - 30/01/2003 (numero giorni: 513)

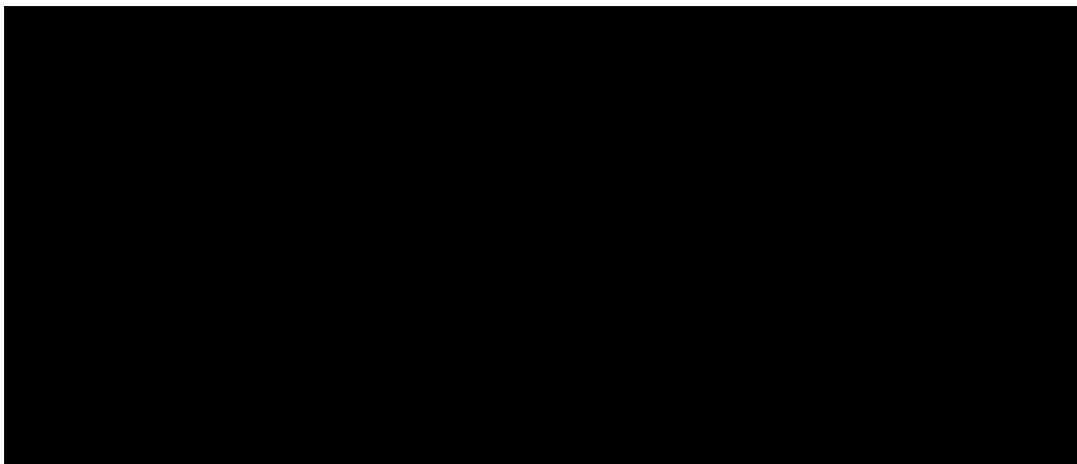
Percentuale dati disponibili = 91.9 % ( 67744 dati su 73714 )

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

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



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



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> )
----------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------------------	-----------------------------



Tabelle B e C

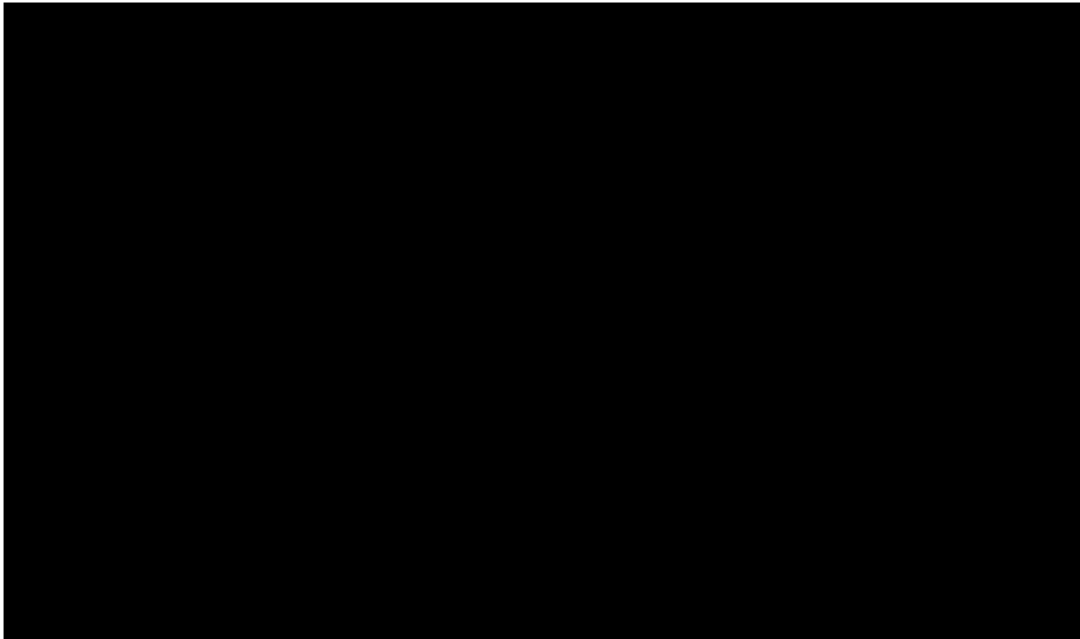
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A**

Periodo di elaborazione: 05/09/2001 - 30/01/2003 (numero giorni: 513)

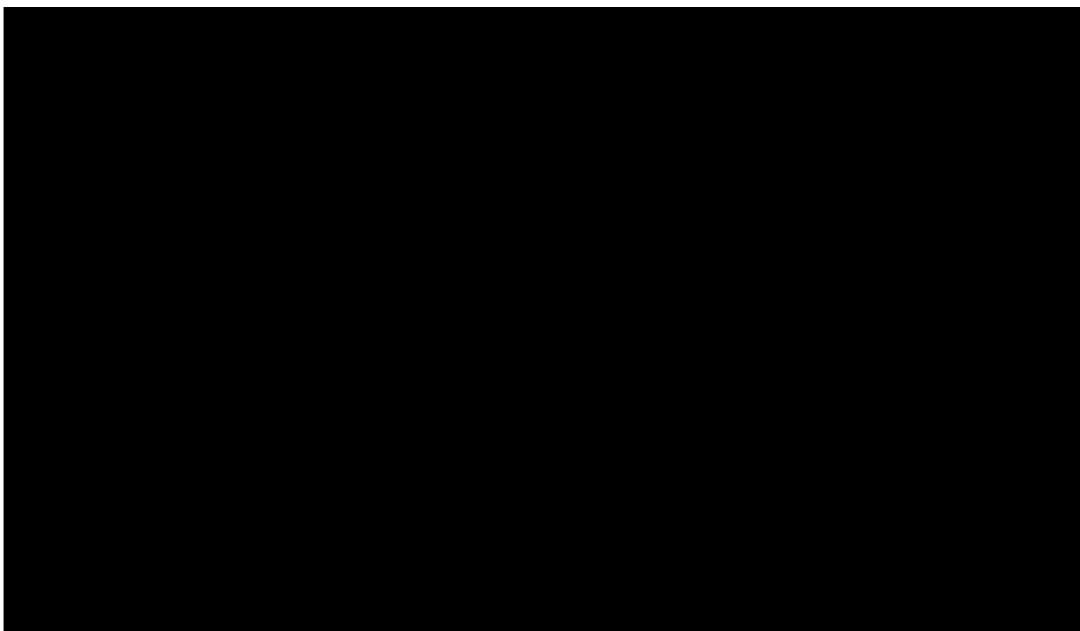
Percentuale dati disponibili = 91.9 % ( 67744 dati su 73714 )

**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

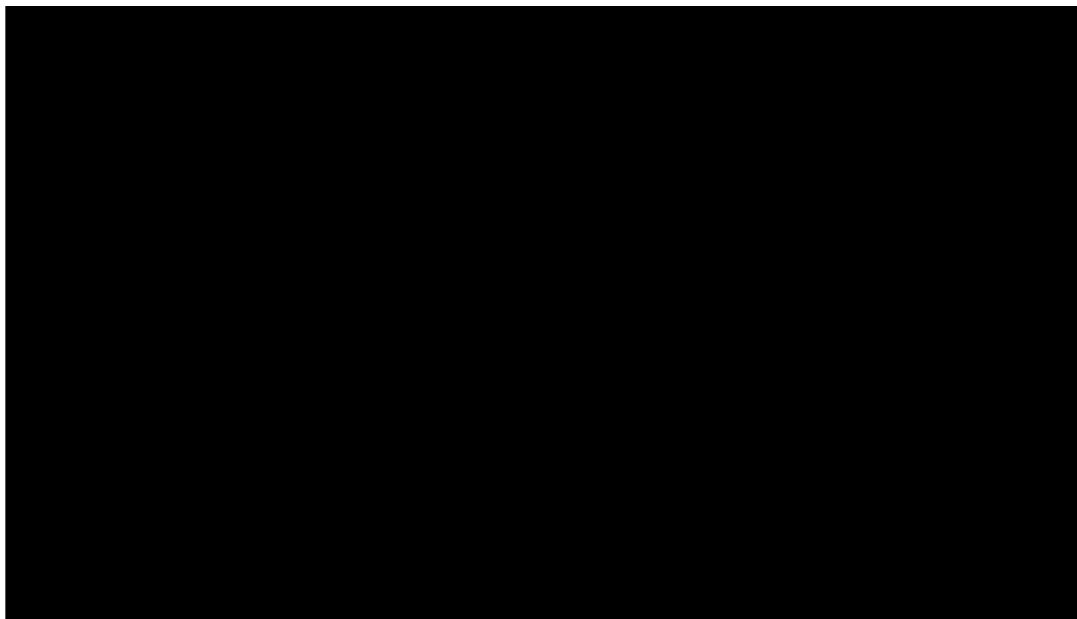
**STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A**

Periodo di elaborazione: 05/09/2001 - 30/01/2003 (numero giorni: 513)

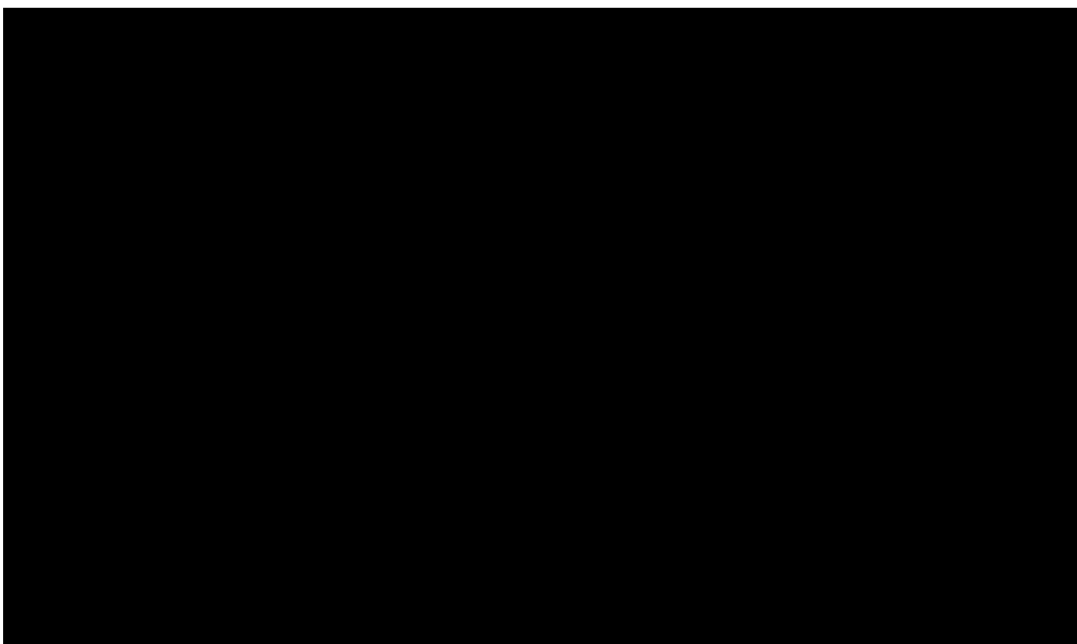
Percentuale dati disponibili = 91.9 % ( 67744 dati su 73714 )

**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/m<sup>2</sup>



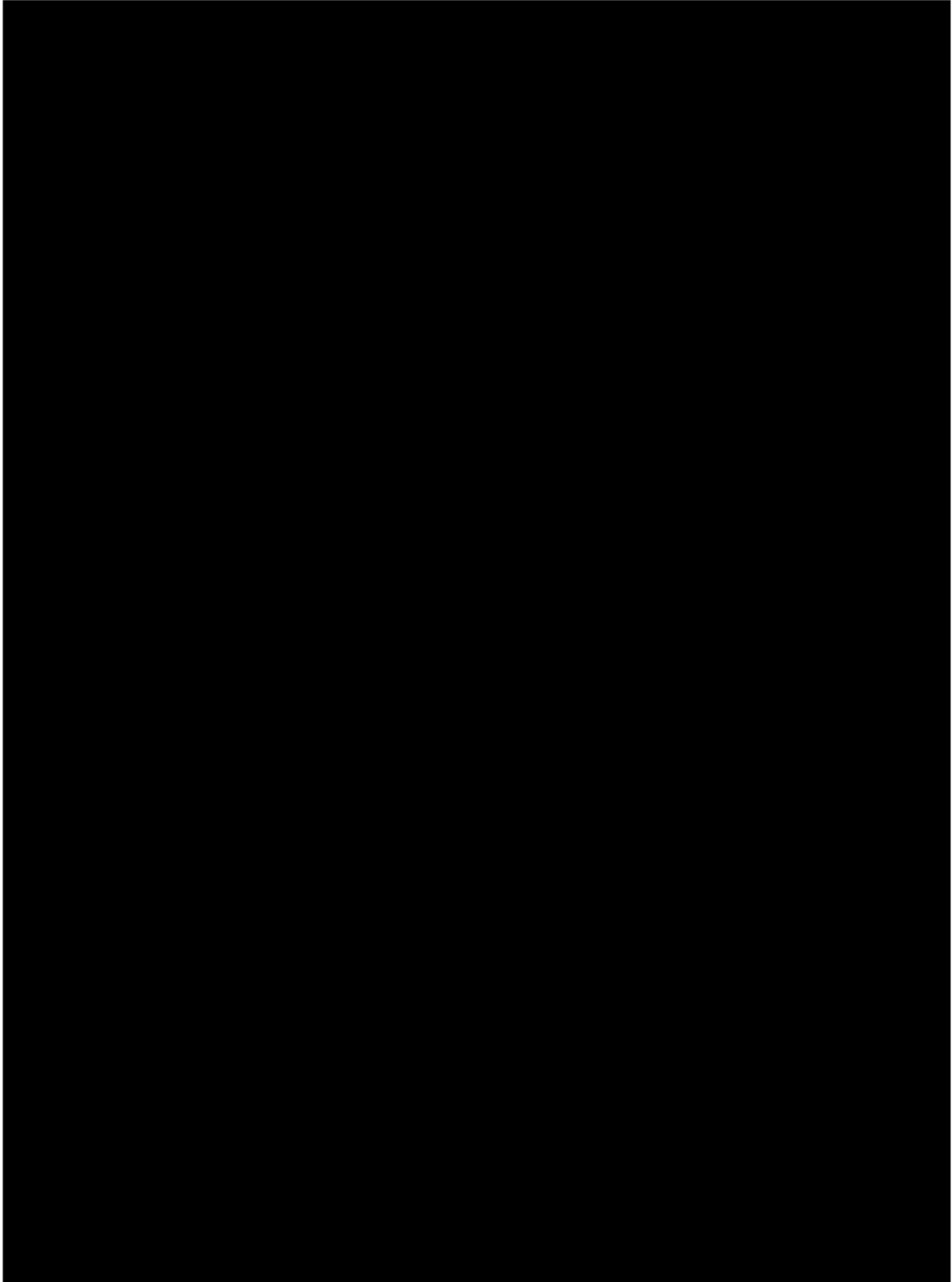
Grafici 5 e 6

---

*ALLEGATO 3*

---

**CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE MENSILI RILEVATE A:**



$$k_s = \text{Valore Storico in (Y)} / \text{Valore Misurato in (Y)}$$

**Figura 1**

---

*ALLEGATO 4*

---

# IMPIANTO EOLICO

Comuni di Ittiri e Bessude  
(SS)

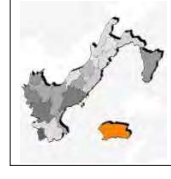
Ubicazione geografica del sito



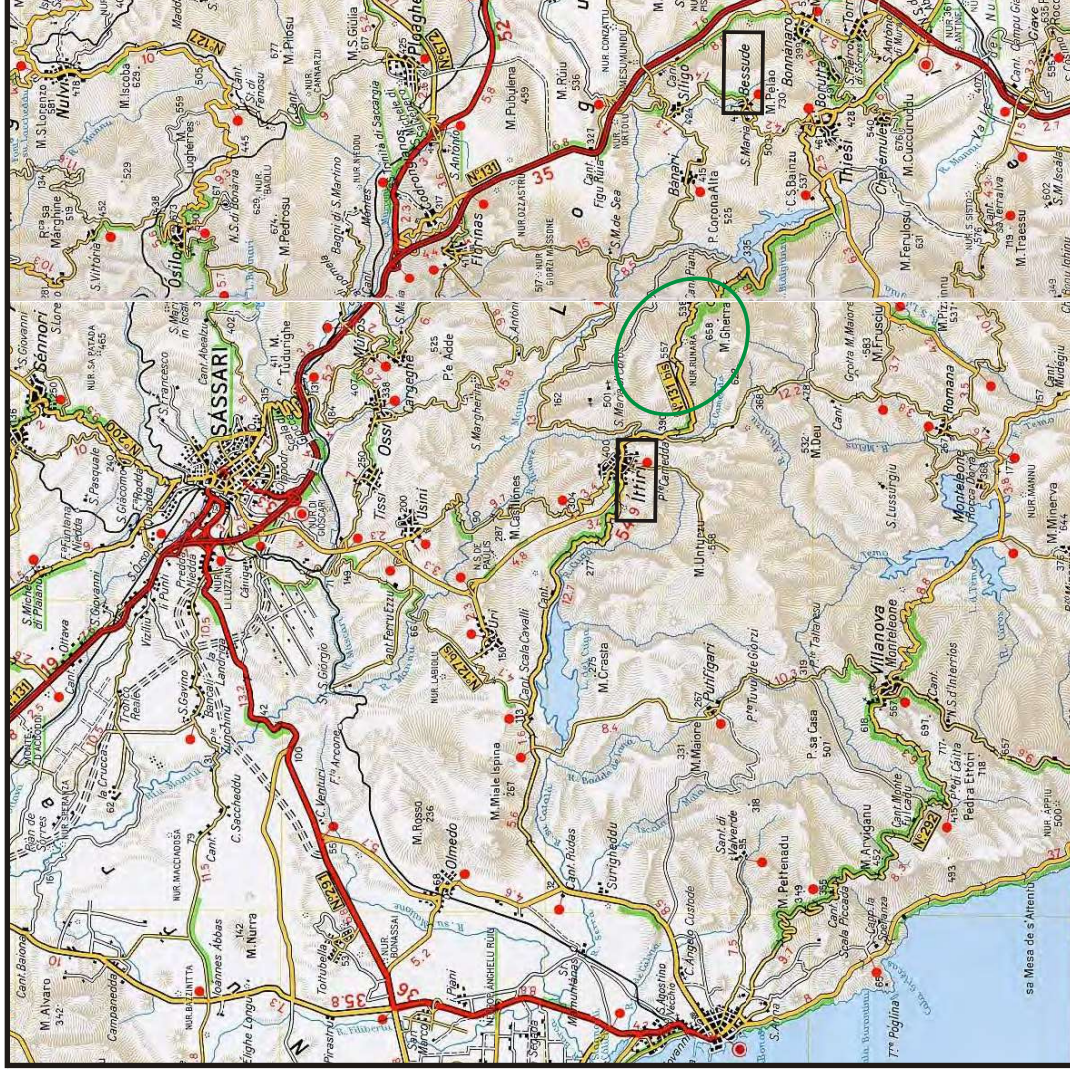
Scala 1:200.000



Sito eolico



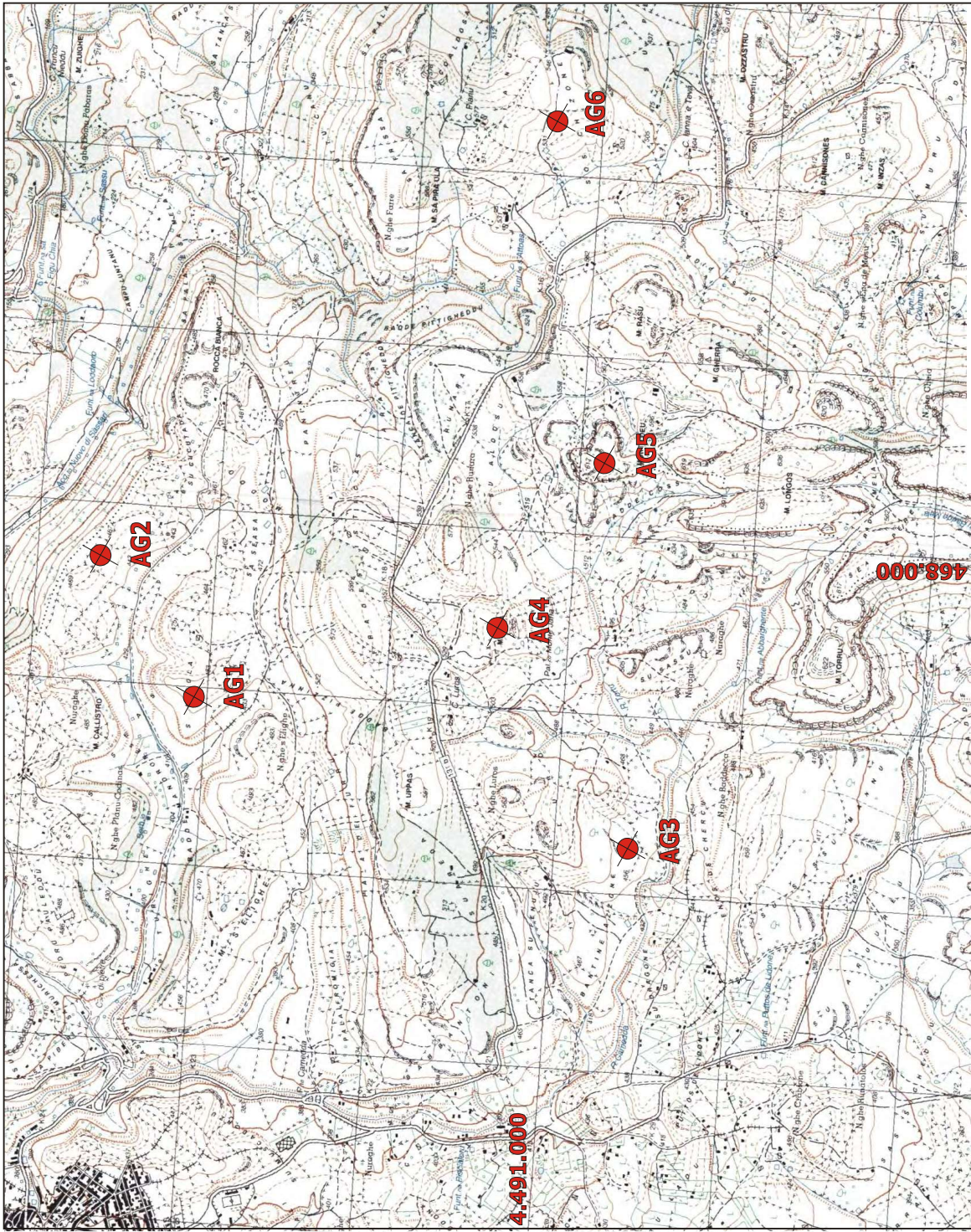
Regione: SARDEGNA



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



# Impianto eolico nei Comuni di Ittiri e Bessude (SS) - Regione Sardegna



1:25.000

## IMPIANTO EOLICO

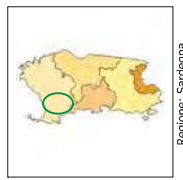
Comuni di Ittiri e Bessude (SS)

Ubicazione degli Aerogeneratori

**LEGENDA**

- Aerogeneratori
- Sito eolico
- Confini regionali
- Confini provinciali
- Confini comunali

Cartina di base IGM, serie 25V, Banari 193 IV SE 1:25000



---

*ALLEGATO 5*

---

**Vestas**<sup>®</sup>

# EnVentus<sup>™</sup> Platform

**Wind.** It means the world to us.<sup>™</sup>



# 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 1.45 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.

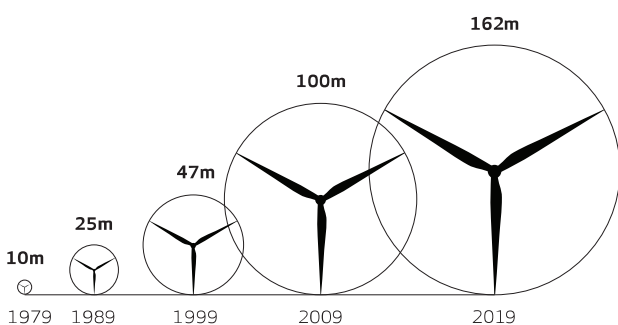
## V162-6.2 MW™

With a swept area of over 20,000m<sup>2</sup>, 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 17,672m<sup>2</sup>  
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz  
 Converter full scale

### GEARBOX

Type two planetary stages

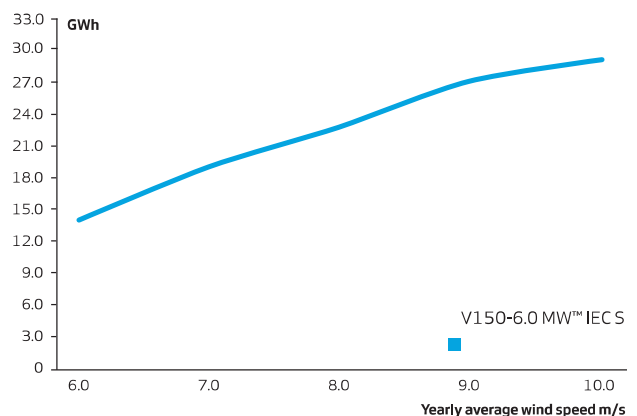
### TOWER

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 20,612m<sup>2</sup>  
 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)

---

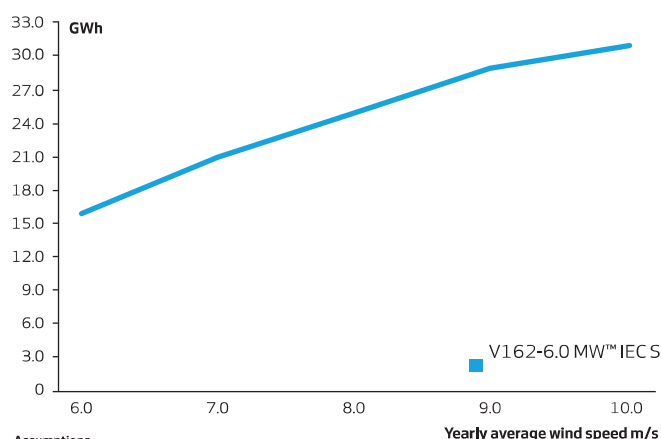


---

**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 20,612m<sup>2</sup>  
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz  
 Converter full scale

### GEARBOX

Type two planetary stages

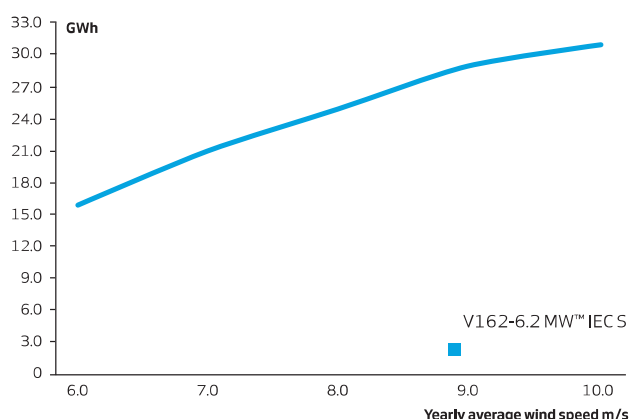
### TOWER

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<sup>\*\*</sup> 6,800kW  
 Cut-in wind speed 3m/s  
 Cut-out wind speed<sup>†</sup> 25m/s  
 Wind class IEC S  
 Standard operating temperature range from -20°C<sup>\*\*</sup> to +45°C

<sup>†</sup>High Wind Operation available as standard

<sup>\*\*</sup>Subject to different temperature options

### SOUND POWER

Maximum 104.6dB(A)<sup>\*\*\*</sup>

<sup>\*\*\*</sup>Sound Optimised Modes available dependent on site and country

### ROTOR

Rotor diameter 162m  
 Swept area 20,612m<sup>2</sup>  
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz  
 Converter full scale

### GEARBOX

Type two planetary stages

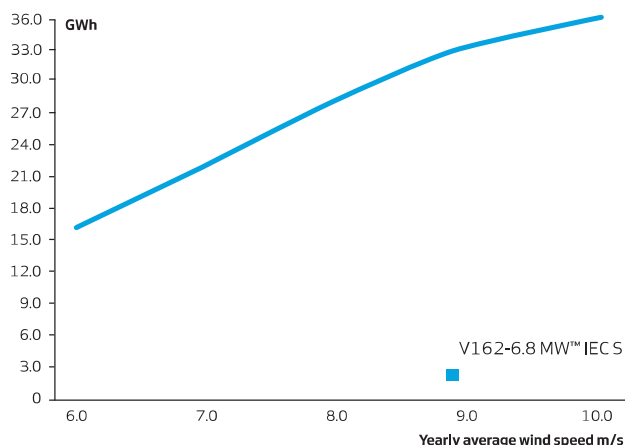
### TOWER

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 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.