



Comuni di Ozieri e Chiaramonti

Provincia di Sassari

Regione Sardegna



PARCO EOLICO "ISCHINDITTA"

PROGETTO DEFINITIVO

PROPONENTE

GRVDEP Energia S.r.l.

Via Nazario Sauro 9 - 09123 Cagliari

PEC: grvdepennergiasrl@legalmail.it

C.F. e P.IVA 03857060929



OGGETTO

1 - ELABORATI DESCRITTIVI GENERALI

STUDIO ANEMOLOGICO

TIMBRI E FIRME

TecnoGaia srl
S. L.: Via G. Matteotti, 311
25063 CARBONE V.T. (BS)
Tel. 030.2056980 - Fax 030.831100
Partita IVA: 1 3 0 2 9 7 3 0 1 5 0

CONSULENZA

Consulente: TecnoGaia s.r.l.

CONTROLLO QUALITA'

DESCRIZIONE	EMISSIONE
DATA	MAG/2020
COD. LAVORO	409/SR20
TIPOL. LAVORO	D
SETTORE	G
N. ATTIVITA'	01
TIPOL. ELAB.	RC
TIPOL. DOC.	E
ID ELABORATO	02
VERSIONE	0

REDATTO

C. GAIONI

CONTROLLATO

C. MAZZARELLA

APPROVATO

C. MAZZARELLA

ELABORATO

1.2

Impianto eolico nei Comuni di Ozieri e Chiaramonti (SS)

Regione Sardegna

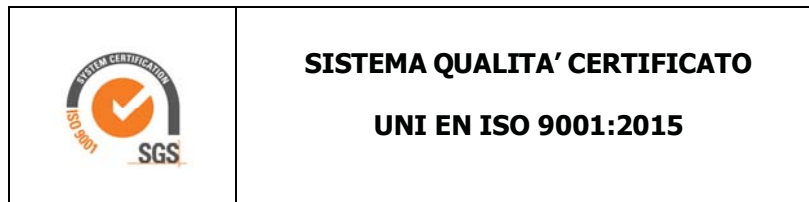
Studio anemologico e Valutazioni preliminari di producibilità

Revisione 01

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	01	Maggio	2020	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Claudio Gaioni</i>
					APPROVAZIONE C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta mail del 20/05/2020				

**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.**



1	PREMESSA	4
2	LA STAZIONE ANEMOMETRICA	5
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	6
4	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)	6
5	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 70M DAL SUOLO	9
6	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	11
7	AEROGENERATORE DI PROGETTO	12
8	VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP	12
9	PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	13
10	PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO	14
11	CONCLUSIONI	15

ALLEGATI:

Nr.	Tipo	DESCRIZIONE
1	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 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	Tabella	File "TAB" dei dati anemometrici stimato dal modello di calcolo WASP nel punto di una turbina (OZ5) che, come altitudine e ventosità media, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso, utilizzando in ingresso i dati di una stazione, previa verifica del suo posizionamento storico
4	Tavola	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di nove turbine
5	Figura + Documento	Curva di potenza del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni, nonché la sua brochure
6	Tabella	Producibilità Lorde dell'impianto 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 **GrVDEP Energia S.r.l.** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nella Località "Monte Sassu" dei territori comunali di Ozieri e Chiaramonti, in provincia di Sassari, 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 una stazione storica posta nell'area di interesse, a conferma che tali serie di dati sono compatibili con quelle della zona di appartenenza, inerenti lo 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 una serie di dati appartenenti ad una stazione installata nei pressi del sito interessato. Essa, denominata Riferimento 1 (codice RIF1), è stata installata nel Giugno 2000 nel vicino territorio comunale di Tula, in Provincia di Sassari, Regione Sardegna, ed ha raccolto dati per circa tre anni e mezzo, con una disponibilità di dati validi molto elevata.

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 nove turbine di grande potenza e, allo stesso tempo, di verificare i requisiti minimi di ventosità a 70 m dal suolo ed 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 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

Il presente studio costituisce una Revisione del precedente TG022/2019, del settembre 2019, e ne differisce per un nuovo layout, con spostamenti di alcune centinaia di metri delle turbine coinvolte, fermi restando la numerosità, la potenza complessiva d’impianto ed il modello utilizzato. Inoltre, si è utilizzata la seconda revisione della curva di potenza per il modello ipotizzato.

2. LA STAZIONE ANEMOMETRICA

La stazione anemometrica denominata “Riferimento 1” (codice RIF1) ha raccolto dati in una località ad una quota maggiore di un centinaio di metri rispetto all’altitudine media del sito di interesse e posta in direzione Nord-Est rispetto allo stesso. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell’impianto e detta stazione mantiene caratteristiche morfologiche simili rispetto al punto di misura e, tra i due punti, non si rileva la presenza di alcun ostacolo influente.

La stazione è costituita da un sostegno tubolare di altezza pari a 15 m, dotato della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	15 m	THIES CLIMA mod. 4.3323.21.251/S
Sensore: DIREZIONE	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.

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: **40° 47’ N**
 Longitudine: **8° 59’ E**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **680 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **altopiano**
- ✓ Orografia circostante: **collinare**
- ✓ Utilizzo del terreno: **forestazione e pascolo**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **nessuno**

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 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 F32		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza sost. (m)	Periodo di misura disponibile	
		N	E			Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	40° 47'	8° 59'	680	15	Giugno 2000	Gennaio 2004

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati, di cui l'**Allegato 2** riporta le tabelle e grafici relativi, evidenziano una disponibilità della serie pari a circa il 98% e vengono riassunti qui sotto:

Codice Stazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1	43	15	6.50	398	7.41	1.74

4. VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Nonostante la buona consistenza temporale della serie di dati disponibili (oltre 3 anni 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 stazioni anemometriche storiche e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. Le stazioni da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicine in modo che si possa ipotizzare siano soggette 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 di dati contemporanei appartenente alla stazione meteorologica dell'Aeronautica Militare di Alghero, che ha raccolto dati per circa 38 anni.

Codice	Denominazione	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
16520	Alghero	40	10	Gennaio 1980	Giugno 2018

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 stazione storica di Alghero
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della stazione storica
3. Storizzazione 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 stazioni 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:

Stazione di "Alghero" (Cod. 16520) a 10 m dal suolo - Variabile X									
Stazione Anemometrica Variabile Y	Tipo di correlazione	n° punti correlazione	Coeff. di correlazione Ro	Parametro A	Parametro B	Misura di LP di X	Stima di LP in Y	Velocità in sito Y	Ks
"Riferimento 1" a 15 m sls Cod. RIF1	Mensile (> 70%)	41	0.852	2.024	-0.113	3.03	6.03	6.50	0.927

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **a, b** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media del vento di lungo periodo della stazione storica
- **Stima LP in Y** = Stima della velocità media del vento di lungo periodo nella stazione di Riferimento 1
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata nella stazione di Riferimento 1
- **k storicizzazione** = Coefficiente di storicizzazione (rapporto tra la stima di velocità di lungo periodo e quella misurata)

La correlazione indica che la ventosità misurata da Riferimento 1 è superiore a quella attesa sul lungo periodo e verrà quindi decrementata del 7.3% per considerarla allineata al lungo termine.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 15 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **6.03 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 105 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità e altitudine, all'impianto in progetto.

5. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 70 m DAL SUOLO

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

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

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

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

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

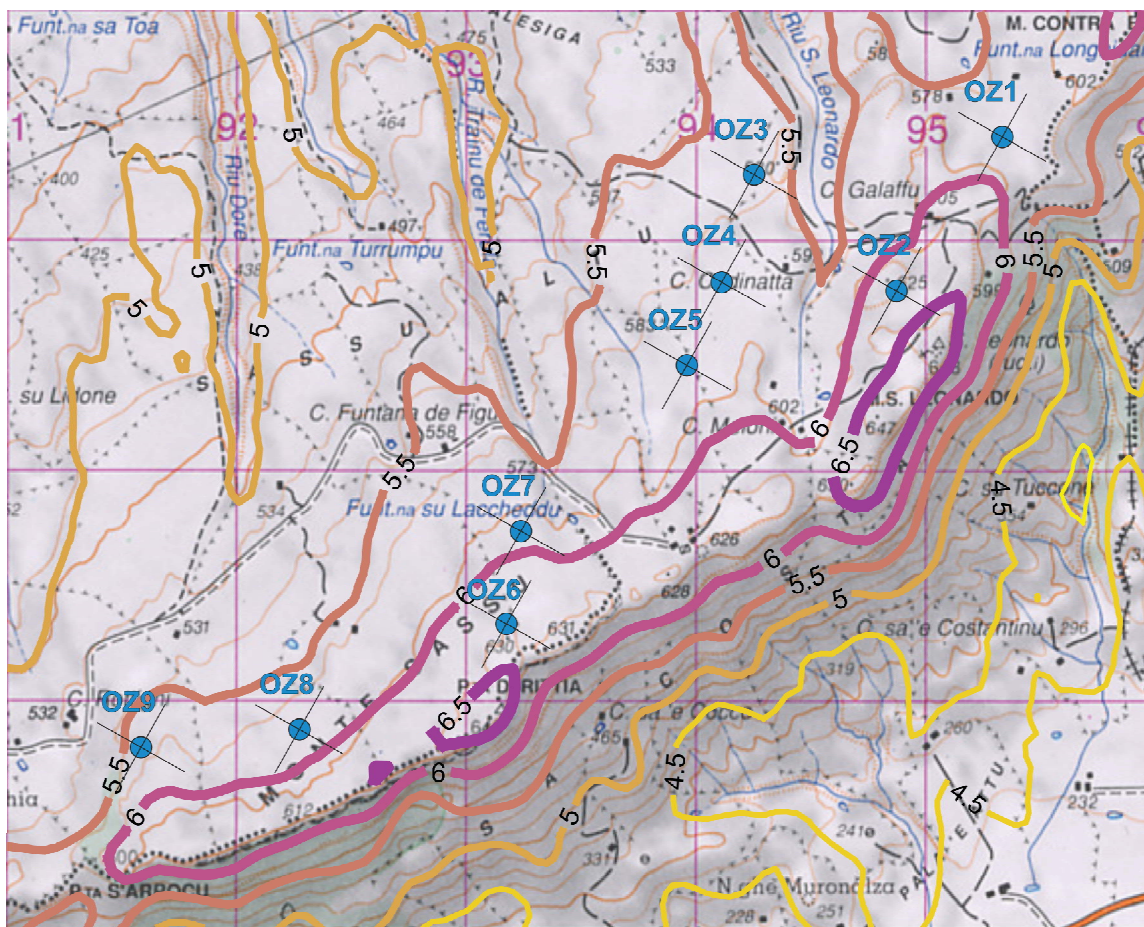
dove *alfa* è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

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

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

A tal fine, pertanto, la verifica di questa condizione 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.

L'immagine seguente è la rappresentazione delle curve isovento calcolate all'altezza di 70 m dal livello del suolo, come risultanti dal citato modello. È possibile anche visualizzare i nove punti delle altrettante turbine ipotizzate per l'impianto in oggetto.



Come si può vedere, tutte le turbine ricadono in punti con valori di stima ampiamente oltre il valore di ventosità minimo richiesto dalla normativa regionale (5 m/s). Nello specifico, infatti, i valori più bassi sono di circa 5.5 m/s, quelli più elevati oltre i 6 m/s, con una media pari a circa 5.8 m/s.

6. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in progetto è ubicato nella Regione Sardegna, nei territori dei Comuni di Ozieri e Chiaramonti. L'altitudine media del sito è pari a circa 590 m sul livello del mare.

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

ID	Coordinate ED50 Fuso 32		El [m] [m]
	X [m] [m]	Y [m] [m]	
OZ1	495,331	4,510,455	588
OZ2	494,870	4,509,783	616
OZ3	494,249	4,510,291	571
OZ4	494,108	4,509,822	583
OZ5	493,957	4,509,459	592
OZ6	493,175	4,508,337	620
OZ7	493,238	4,508,737	607
OZ8	492,275	4,507,875	584
OZ9	491,585	4,507,797	566

Nella tavola dell'**Allegato 4** è rappresentata l'ubicazione dell'impianto stesso in scala 1:25.000 su cartografia IGMI 1:50.000.

7. 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
VESTAS	V150-5.6 MW	5.6	150	105	IEC S

La curva di potenza utilizzata per le simulazioni è riferita alla densità standard dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente al livello del mare (0 m). Essa è disponibile graficamente nell'**Allegato 5** unitamente alla sua brochure.

8. 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 12.4 (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 1400 km², precisamente un rettangolo di 40x35 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, mentre la rugosità del terreno è derivata dal database Corine land cover 2012.

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. È stata inoltre effettuata un'ulteriore verifica, ovvero il confronto tra le stime del modello e le misure effettivamente svolte in un altro punto del territorio circostante la stazione di Riferimento 1 (analisi di micrositing) grazie alla disponibilità di una serie aggiuntiva appartenente ad una stazione anemometrica i cui dati sono nella disponibilità di TecnoGaia.

La prima verifica (approssimazione della curva di Weibull) ha dato esiti soddisfacenti con discrepanze sia in termini di ventosità, sia di energia specifica, accettabili e nei limiti propri dello strumento di calcolo utilizzato (sempre inferiori all'1%).

Analogamente la verifica del gradiente ha dato risposte più che soddisfacenti, evidenziando scarti molto contenuti tra il valore stimato dal modello (0.09), e quello atteso (0.10) nel punto interessato dall'installazione della stazione anemometrica, in mancanza di un gradiente misurato, causa indisponibilità di una seconda altezza di misura sulla torre. Per tale motivo si è deciso di lasciare al modello il compito di stimare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata.

Le risultanze della verifica di micrositing tra le due stazioni considerate hanno dato risultati ancora una volta positivi. Infatti, l'entità delle discrepanze emerse, in considerazione delle distanze e della complessità territoriale orografica intercorrente, sono contenute e quindi accettabili.

In ingresso al modello sarà dunque utilizzata la serie dei dati raccolti alla sua altezza di misura dal sensore della stazione di Riferimento 1, successivamente storicizzati con la metodologia esposta al Capitolo 4.

9. 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 NEI COMUNI DI OZIERI E CHIARAMONTI (SS) Produzione Lorda attesa			
Costruttore	Modello	P Lorda (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
VESTAS	V150-5.6 MW	127,217	2524

Il dettaglio, per ciascuna turbina, è invece reso disponibile nella Tabella dell'**Allegato 6**. 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;
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo ipotizzata;
- 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.

10. PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO

Alla producibilità lorda riportata nel Capitolo precedente, che non include alcuna perdita (ad eccezione delle interferenze tra gli aerogeneratori o "effetto scia"), devono essere ulteriormente sottratte le seguenti perdite percentuali, valutate sulla base della pratica e della letteratura del settore:

Perdite considerate	IMPIANTO EOLICO DI OZIERI E CHIARAMONTI (SS)
	%
Densità dell'aria (1.135 kg/m ³)	-5.40%
Disponibilità aerogeneratori	-3.00%
Disponibilità sottostazione	-0.50%
Disponibilità rete elettrica	-0.20%
Degradazione superficie pale	-1.00%
Perdite elettriche	-2.00%
Altre perdite	-1.00%
Totale perdite	-12.48%

Ne risulta pertanto una produzione attesa netta:

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI OZIERI E CHIARAMONTI (SS) Produzione netta attesa (P _{50%})			
Costruttore	Modello	P netta (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
VESTAS	V150-5.6 MW	111,342	2209

11. CONCLUSIONI

Il presente studio riporta la valutazione di produzione attesa da un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Ozieri e Chiaramonti (SS). 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 nove turbine superano abbondantemente il valore limite inferiore richiesto, anche sopravvalutando le insite incertezze della misura (vedi Capitolo 5). Anche il requisito tecnico di ore equivalenti di funzionamento (≥ 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 decisamente 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.

Nella sola ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, con misure anche di breve durata, e un approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi specifica delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, determini l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità ($P_{75\%}$) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO

Scheda della stazione anemometrica

Sito: Ozieri e Chiaramonti

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometricaNome stazione : **RIFERIMENTO 1**

Codice: RIF1

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

SENSORE VELOCITA'	<i>h dal suolo(m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Modello n° matricola</i>	<i>n° inventario</i>	<i>Posizione sensori rispetto al sostegno</i>	
A	15	THIES CLIMA	4.3323.21.251/S		Nord	
B						
SENSORE DIREZIONE	<i>h dal suolo(m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Modello n° matricola</i>	<i>n° inventario</i>	<i>Rotazione Positiva verso il settore ZERO</i>	
A	15	THIES CLIMA	4.3323.21.251/D		Nord	Est
B						
ACQUISITORE		Schlumberger	VIT 2000		ACCESSORI:	
SOSTEGNO	15	Tubolare				
CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE		SAPEL	40 HC			

Sezione C) – Coordinate Geografiche WGS84 F32 N 40° 47' E 8° 59'**Sezione D) – Immagine strumentazione tipo della stazione anemometrica**

Sistema acquisizione Vit 2000

stazione anemometrica installata da: **Terenghi**Data: **21/06/2000**

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/Imp.	-
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 ² , 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.

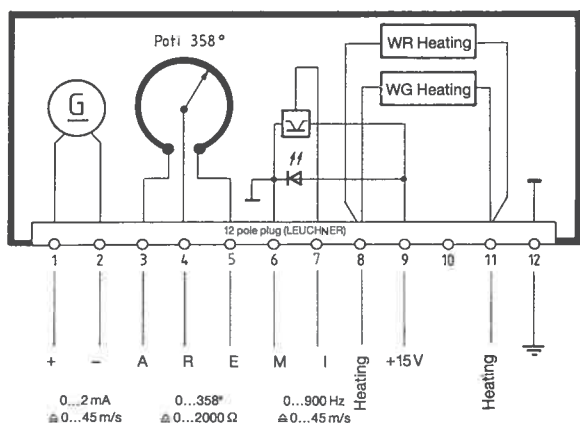
The rate of revolution of the cup anemometer is scanned opto-electronically and also detected by a direct current generator.

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

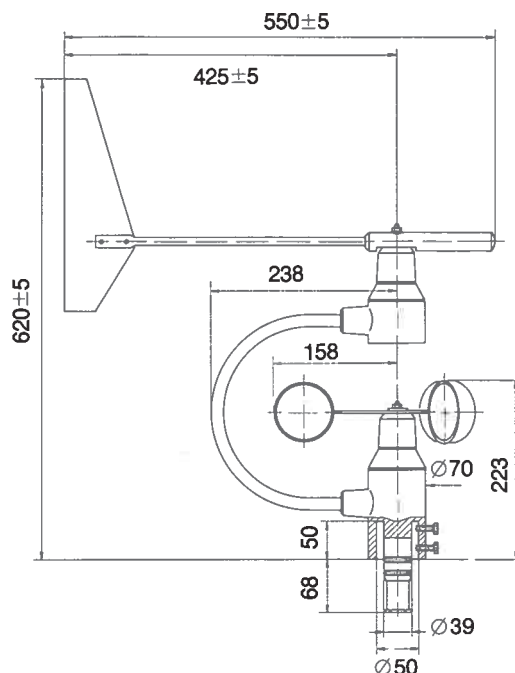
The complete instrument is made of varnished and anodized aluminium.

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:

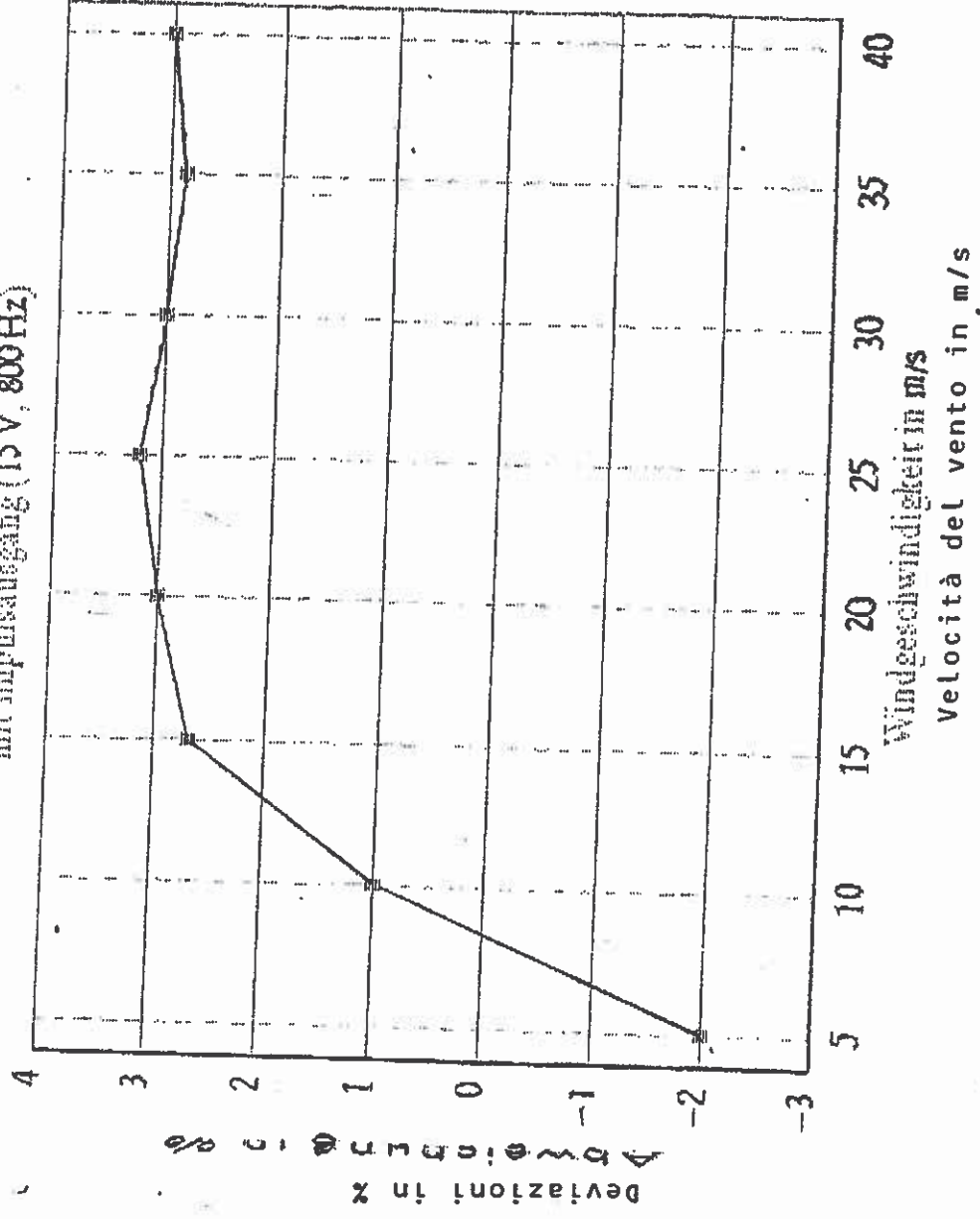


* Without heating: Order-no. 4.3323.10.251

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

Windgeschwindigkeitsgeber

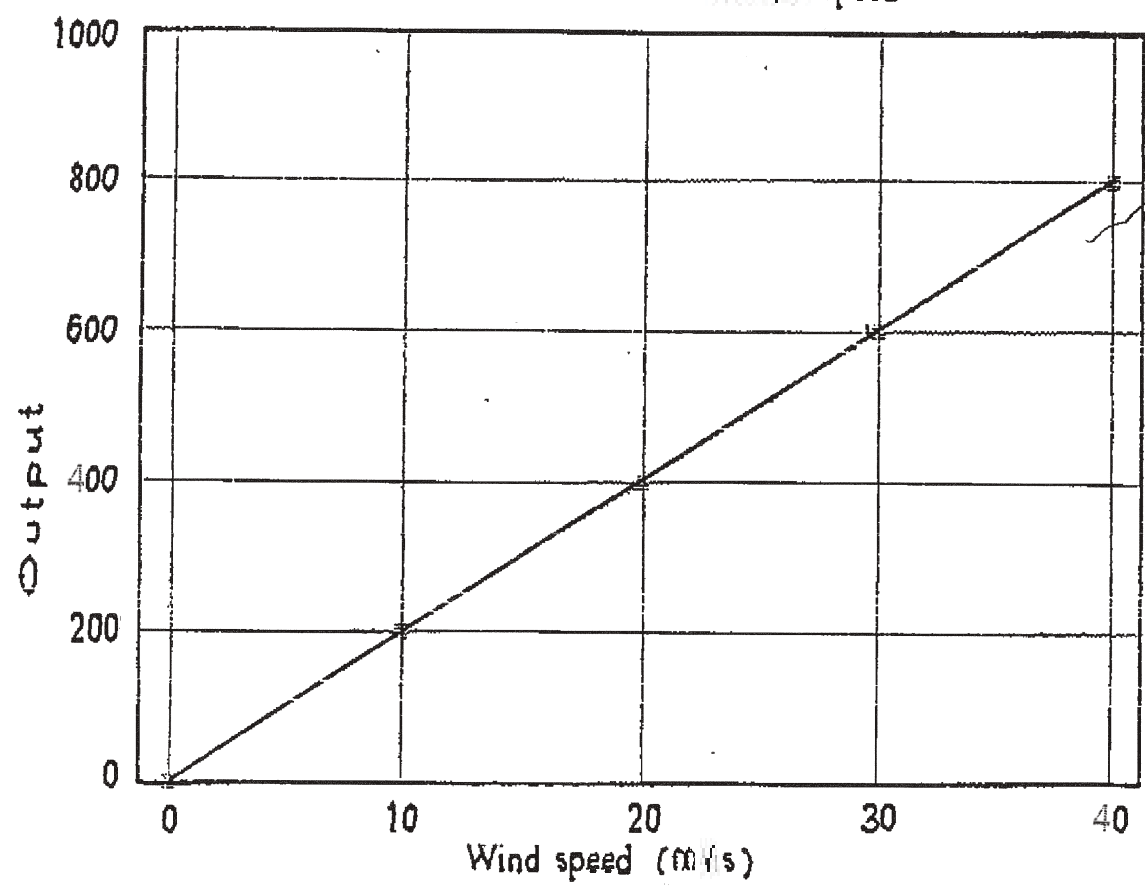
mit Impulsausgang (15 V, 800 Hz)



Handwritten signature

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

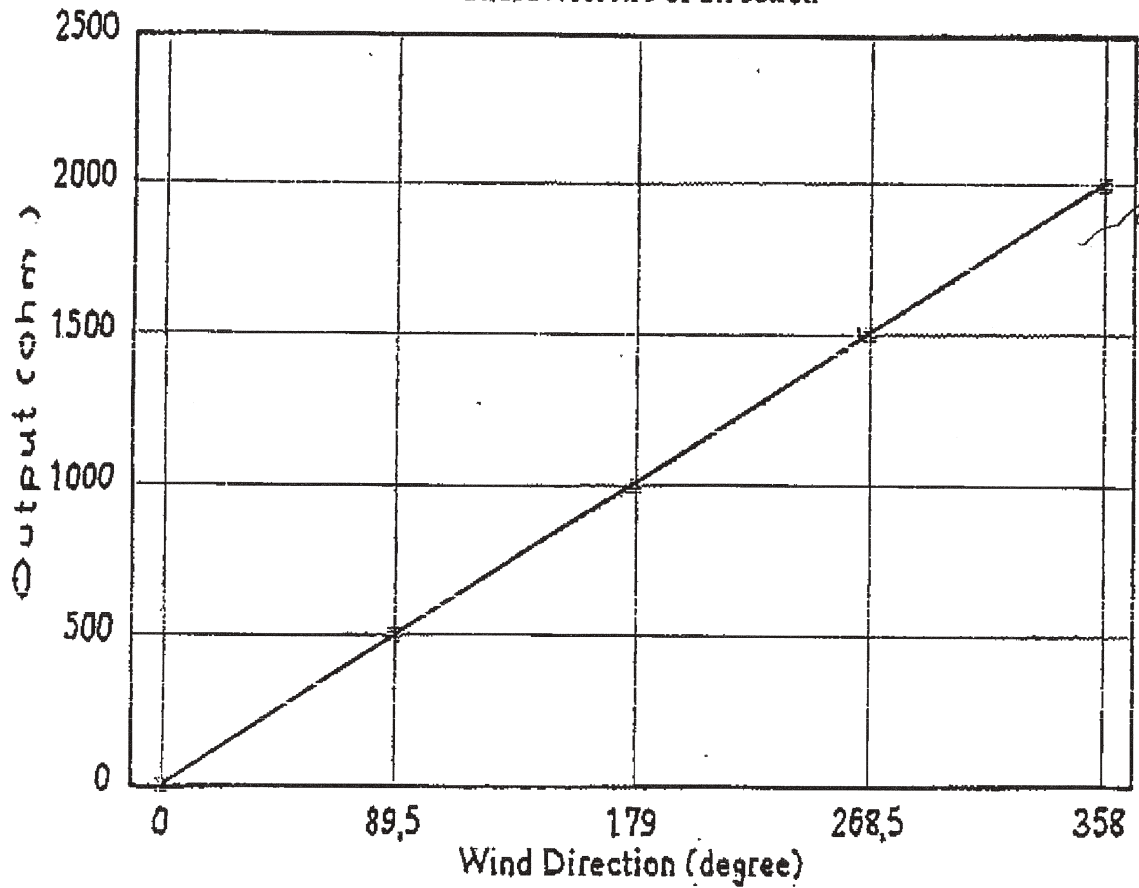
Characteristic of Wind speed



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 3836+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	518	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_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 NO in senso orario;
 - colonna 3 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
 - colonna 4 : numero di rilievi registrati n_i ;

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

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

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

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

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

GRAFICO 3 : Riporta gli andamenti della velocità massima, della velocità media (-□-) e dello scarto quadratico medio della velocità del vento nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 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/m² 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/m². Il grafico mette in evidenza le componenti stagionali della risorsa eolica.

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

Periodo di elaborazione: 21/06/2000 - 28/01/2004 (numero giorni: 1317)

Percentuale dati disponibili = 98.03 % (185759 dati su 189487)

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	8726.5	99.62	0.5	8674.8	99.03
1.0	8559.5	97.71	1.5	8288.7	94.62
2.0	7916.4	90.37	2.5	7443.0	84.97
3.0	6968.8	79.55	3.5	6613.7	75.50
4.0	6093.9	69.56	4.5	5607.7	64.01
5.0	5120.8	58.46	5.5	4662.1	53.22
6.0	4190.6	47.84	6.5	3827.9	43.70
7.0	3399.7	38.81	7.5	2960.3	33.79
8.0	2590.0	29.57	8.5	2248.2	25.66
9.0	1930.0	22.03	9.5	1734.3	19.80
10.0	1490.1	17.01	10.5	1291.0	14.74
11.0	1116.5	12.75	11.5	954.0	10.89
12.0	823.6	9.40	12.5	736.7	8.41
13.0	633.8	7.24	13.5	546.6	6.24
14.0	466.0	5.32	14.5	400.8	4.58
15.0	340.8	3.89	15.5	302.4	3.45
16.0	253.4	2.89	16.5	210.5	2.40
17.0	174.1	1.99	17.5	142.3	1.62
18.0	117.4	1.34	18.5	100.7	1.15
19.0	80.7	0.92	19.5	64.2	0.73
20.0	50.3	0.57	20.5	40.0	0.46
21.0	31.9	0.36	21.5	25.7	0.29
22.0	19.3	0.22	22.5	14.1	0.16
23.0	9.7	0.11	23.5	6.8	0.08
24.0	4.2	0.05	24.5	3.3	0.04
25.0	2.5	0.03	25.5	2.1	0.02
26.0	1.6	0.02	26.5	1.4	0.02
27.0	1.1	0.01	27.5	1.0	0.01
28.0	0.9	0.01	28.5	0.5	0.01
29.0	0.4	0.00	29.5	0.1	0.00
30.0	0.0	0.00	30.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 7.41	k = 1.74
---	------------------	-----------------

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

Vmed = 6.60 m/s	sqmV = 3.91 m/s	Vcub = 8.62 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 390 W/m ²
-------------------------------------	---------------------------

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 21/06/2000 - 28/01/2004 (numero giorni: 1317)

Percentuale dati disponibili = 98.03 % (185759 dati su 189487)

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

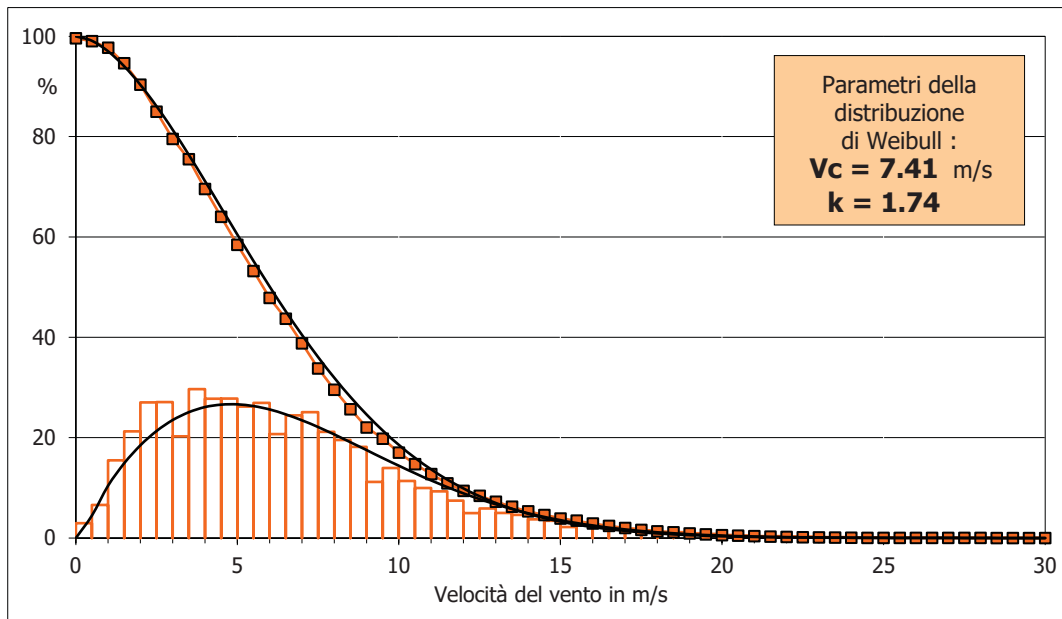
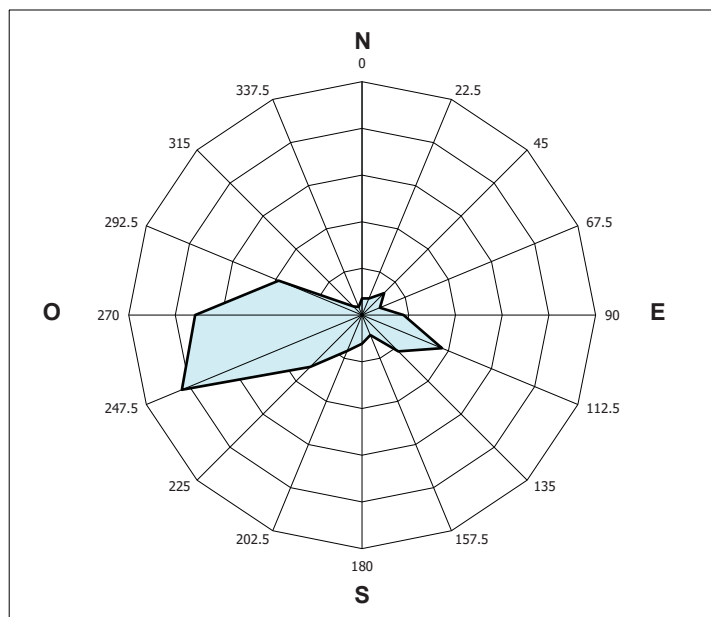


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 21/06/2000 - 28/01/2004 (numero giorni: 1317)

Percentuale dati disponibili = 98.03 % (185759 dati su 189487)

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 ²)
8°	Nord	2.7	5098	3.96	3.02	5.97	19.3	130
7°	NE	5.3	9793	5.02	2.93	6.55	18.2	171
5°	Est	6.5	12080	6.17	4.06	8.52	29.1	377
2°	SE	14.7	27388	5.39	2.80	6.73	19.6	186
6°	Sud	5.4	10018	5.52	2.67	6.63	16.1	178
3°	SO	12.0	22300	6.23	3.01	7.52	22.1	259
1°	Ovest	38.8	72020	7.85	4.56	10.16	30.6	640
4°	NO	11.0	20375	5.76	3.32	7.48	24.4	255
	NoDir	2.6	4880	7.91	4.15	9.75	20.1	566
	Calme	1.0	1807	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		185759	6.50	3.98	8.66	30.6	396

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

Mese	Meq.	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Dic	4.00	7.48	4.21	9.59	24.9	538	400
Gen	3.88	6.91	3.90	8.88	23.0	427	317
Feb	3.00	7.39	4.30	9.64	26.7	547	367
Mar	2.86	6.88	4.55	9.53	30.6	528	393
Apr	2.44	7.30	4.27	9.43	24.4	512	369
Mag	3.00	5.95	3.81	8.11	23.1	325	242
Giu	3.32	5.43	3.75	7.71	24.0	279	201
Lug	3.90	6.29	4.01	8.57	25.6	384	286
Ago	4.00	5.28	3.37	7.17	22.5	225	167
Set	3.94	5.95	3.82	8.09	24.0	323	232
Ott	4.00	6.37	3.54	8.10	26.0	324	241
Nov	4.00	7.17	3.72	8.92	29.1	433	312

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	7.26	4.14	9.37	26.7	502	1085
Primavera (Mar - Mag)	6.71	4.26	9.07	30.6	455	1004
Estate (Giu - Ago)	5.67	3.74	7.86	25.6	296	654
Autunno (Set - Nov)	6.49	3.73	8.38	29.1	360	785

Anno	6.53	4.02	8.71	30.6	403	3529
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

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

Periodo di elaborazione: 21/06/2000 - 28/01/2004 (numero giorni: 1317)

Percentuale dati disponibili = 98.03 % (185759 dati su 189487)

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

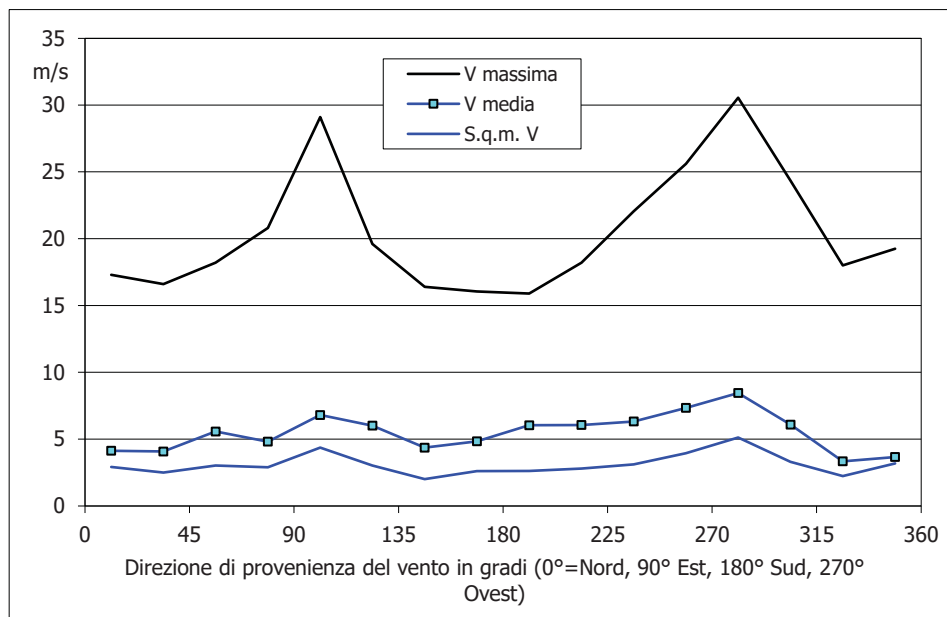
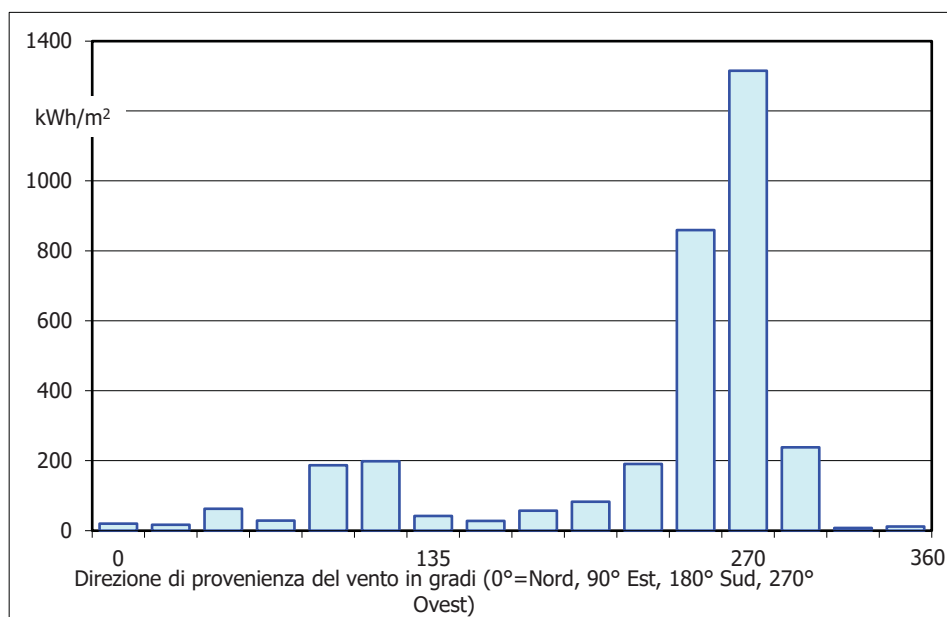


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 21/06/2000 - 28/01/2004 (numero giorni: 1317)

Percentuale dati disponibili = 98.03 % (185759 dati su 189487)

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

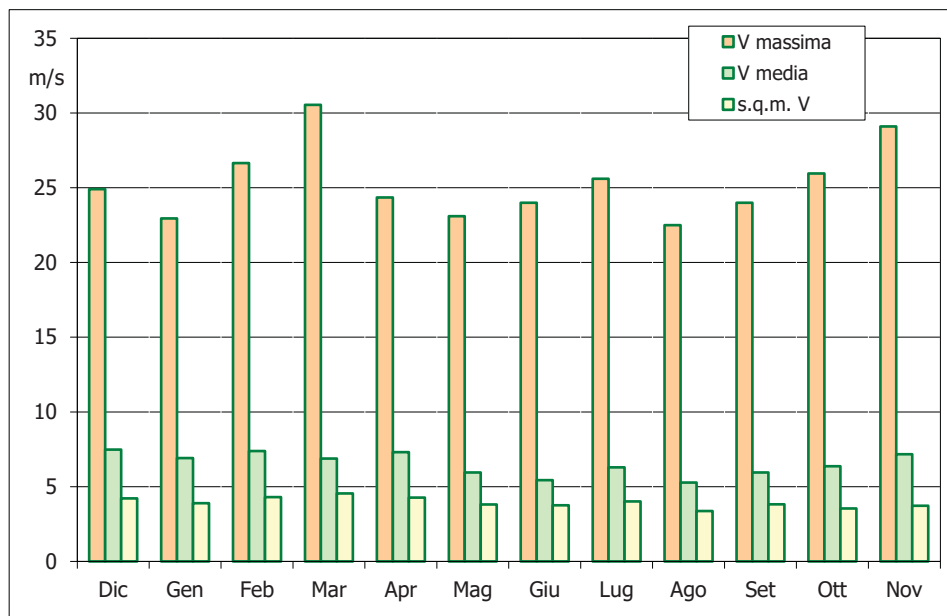
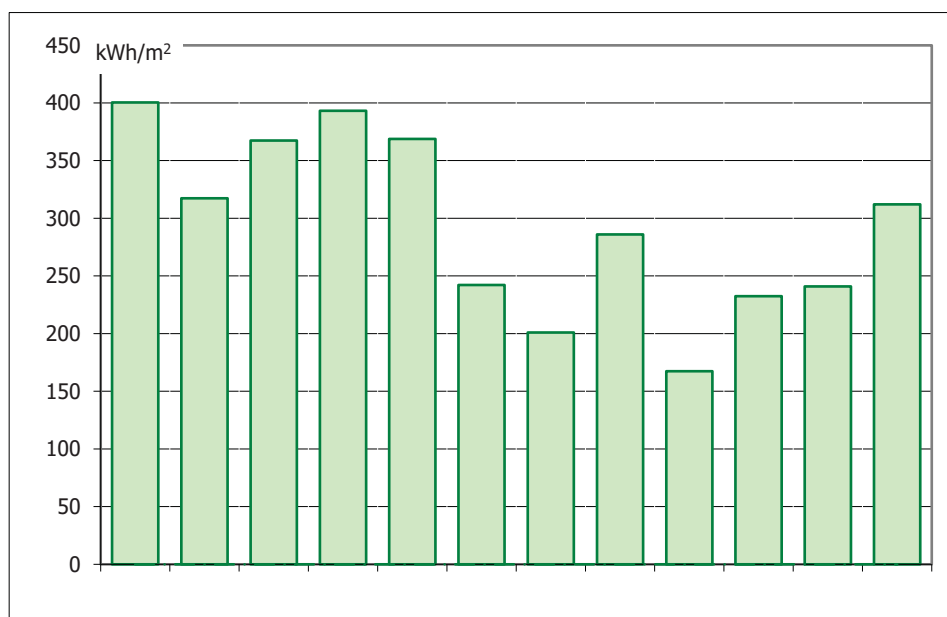


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



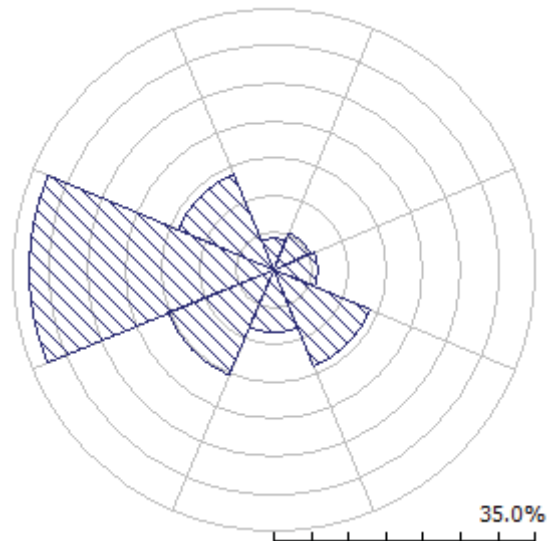
Grafici 5 e 6

ALLEGATO 3

STAZIONE: RIFERIMENTO 1

Observed Wind Climate

(nel punto dell'aerogeneratore **OZ5** all'altezza di **105 m** dal suolo)



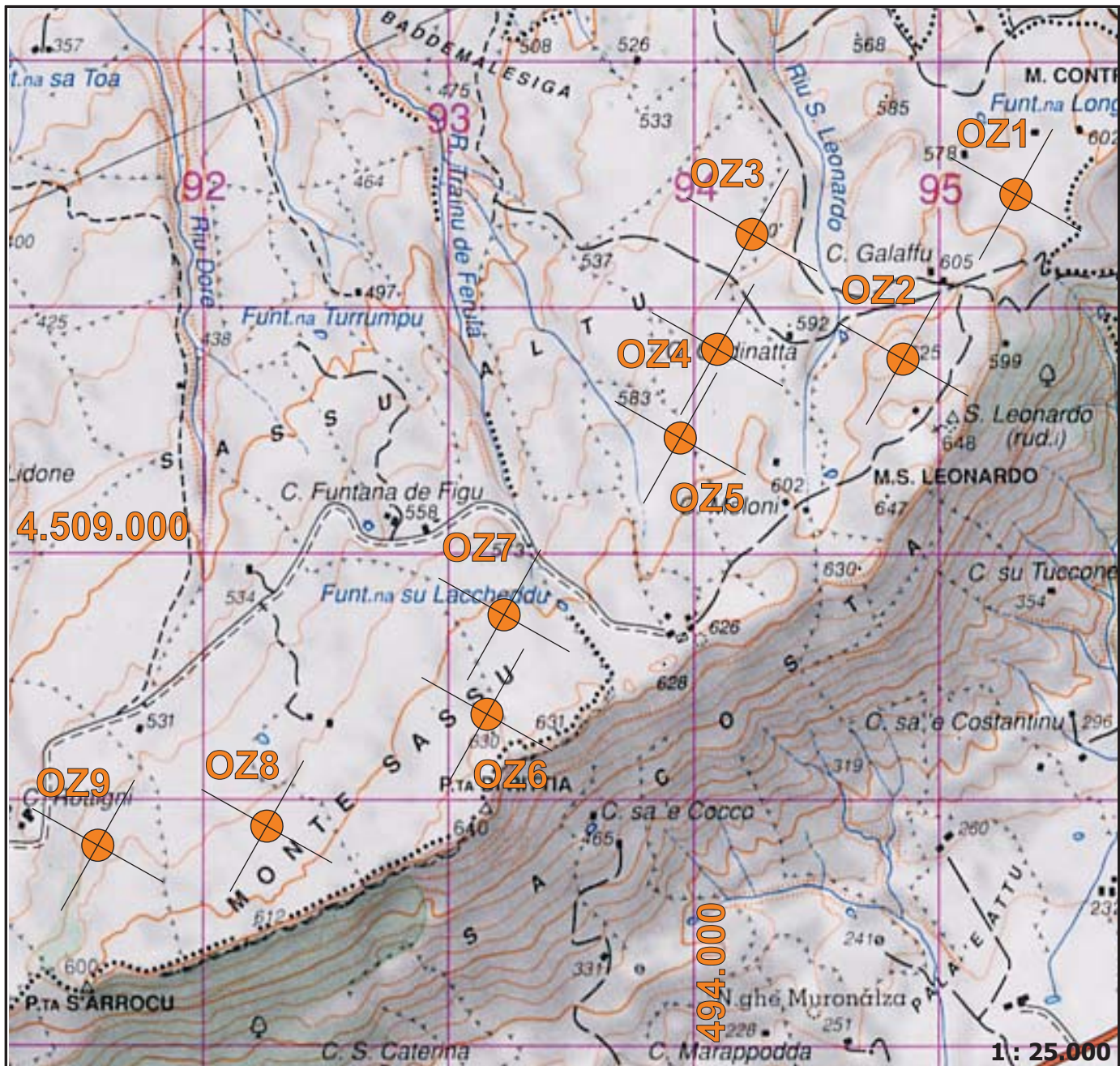
	0	45	90	135	180	225	270	315
A	5.1	5.3	5.9	5.9	6.7	7.2	8.0	7.1
k	1.67	1.99	1.85	2.28	2.61	2.43	2.24	2.17
U	4.57	4.70	5.25	5.24	5.95	6.39	7.09	6.30
P	138	123	185	149	198	258	376	270
f	4.4	5.5	5.8	14.0	8.4	15.3	32.7	13.9

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1.0	65	36	37	17	7	8	9	14	16
2.0	126	98	90	64	34	35	34	48	51
3.0	149	142	123	111	73	69	61	81	85
4.0	148	160	137	145	113	101	86	107	111
5.0	133	154	135	158	143	125	104	123	126
6.0	110	132	122	150	156	136	114	127	129
7.0	86	102	102	125	147	133	115	120	120
8.0	63	72	81	93	122	118	109	105	103
9.0	44	47	60	62	89	96	96	86	82
10.0	30	28	42	37	57	71	80	66	61
11.0	19	15	28	20	32	48	62	47	43
12.0	12	8	18	10	16	29	46	31	29
13.0	7	4	11	4	7	16	32	20	18
14.0	4	2	6	2	2	8	21	12	11
15.0	2	1	4	1	1	4	13	6	6
16.0	1	0	2	0	0	2	8	3	4
17.0	1	0	1	0	0	1	4	2	2
18.0	0	0	0	0	0	0	2	1	1
19.0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
20.0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

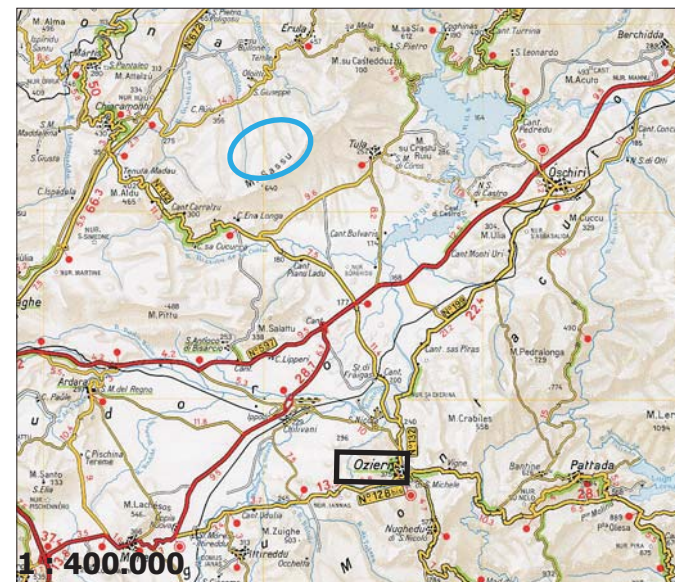
A and U are given in m/s, P in W/m² and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (f).

ALLEGATO 4

Impianto eolico nei Comuni di Ozieri e Chiaramonti (SS) – Regione Sardegna



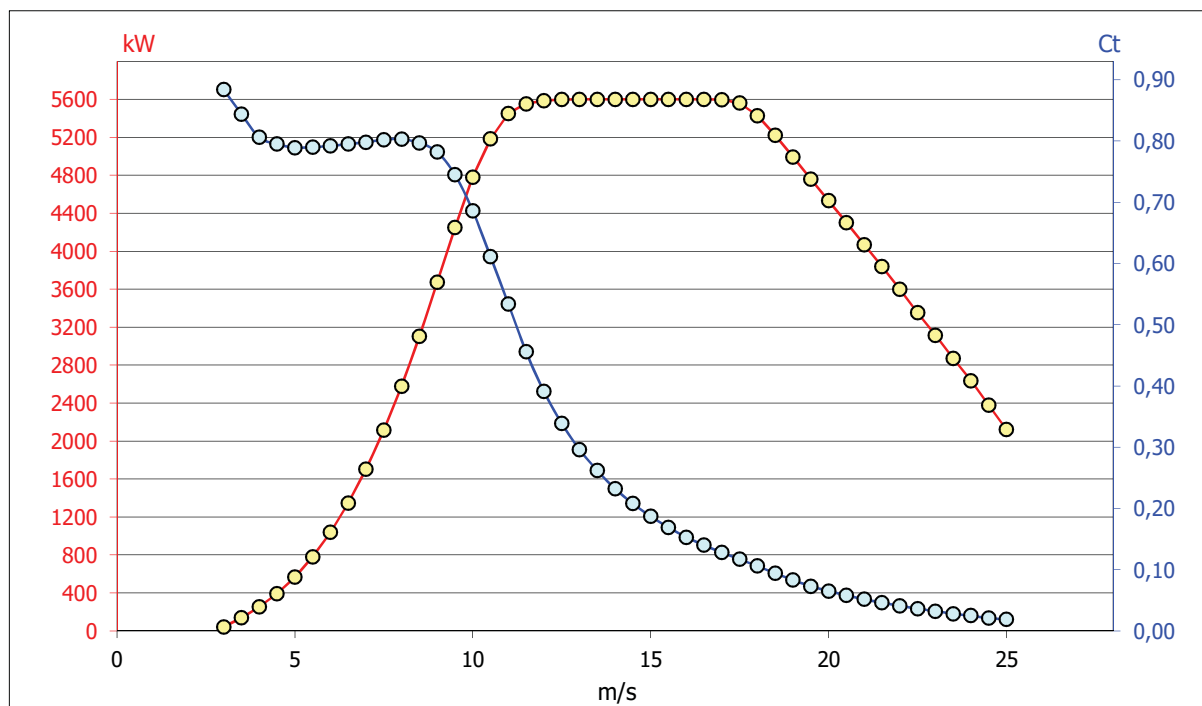
LEGENDA
 Aerogeneratore



ALLEGATO 5

Caratteristica velocità vento - potenza elettrica dell'aerogeneratore V150-5.6 MW

V mozzo (m/s)	P (o) (kW)	Ct
3,0	42	0,884
4,0	252	0,806
5,0	567	0,789
6,0	1039	0,792
7,0	1704	0,798
8,0	2579	0,803
9,0	3673	0,782
10,0	4781	0,686
11,0	5452	0,534
12,0	5586	0,391
13,0	5600	0,296
14,0	5600	0,232
15,0	5600	0,187
16,0	5600	0,153
17,0	5597	0,128
18,0	5428	0,106
19,0	4993	0,083
20,0	4532	0,065
21,0	4069	0,052
22,0	3600	0,041
23,0	3114	0,032
24,0	2635	0,025
25,0	2122	0,019



Modello: V150-5.6 MW (rev02)

Costruttore: VESTAS

Potenza nominale: 5.6 MW

Diametro Rotore: 150 m

Altezza del mozzo: 105 m

Note: Curva di potenza teorica calcolata alla densità dell'aria di 0 m s.l.m. ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$)

Vestas[®]

EnVentus[™] platform

Wind. It means the world to us.[™]

The **foundation** for the future of wind

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

Market opportunities

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

Customised to maximise

EnVentus™ represents the next generation in the evolution of wind turbines. It is the 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 105 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.



+105 GW

By connecting advanced modular design with 105 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.

The image features a close-up of a white wind turbine blade. The 'Vestas' logo is printed in blue on the blade's surface. A vibrant digital overlay of a blue and purple network of interconnected nodes and lines is superimposed over the blade, extending from the tip towards the base. The background shows the upper part of the turbine's nacelle and the sky.

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 105 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 currently operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 166m.

V138-3.0 MW™, V150-5.6 MW™ and V162-5.6 MW™ blades are the result of incremental improvements to proven

technical solutions. Similar to 2 MW and 4 MW platform variants, 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.

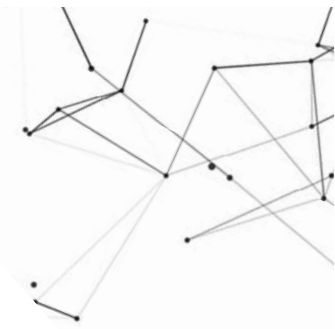
Tested to the limit

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 30,000 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. V138-3.0 MW™, V150-5.6 MW™ and V162-5.6 MW™ are 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

V150-5.6 MW™ and V162-5.6 MW™ maximise turbine level production, making them specially suitable for projects limited by the number of turbines installed. The relationship between rotor size and rating in V138-3.0 MW™ enhances production at park level while optimising for sound power performance. This makes it particularly appropriate for projects limited by the total capacity installed and for sound sensitive markets. Combining double-digit* annual energy production improvements in low, medium and high wind speeds with 2020 and early 2021 deliveries, V138-3.0 MW™, V150-5.6 MW™ and V162-5.6 MW™ are ready to secure project realisation in auction and permit based environments.

V138-3.0 MW™

With a highly optimised rotor size to rating ratio, the V138-3.0 MW™ strengthens the competitiveness of Vestas' high capacity factor turbines in low to medium wind speed conditions. At 14,957 m² V138-3.0 MW™ features the industry's largest swept area under 152.4m (500ft) tip height while lifting the production potential at WTG level by more than 30 percent compared to the V120-2.2 MW™. The combination of segment leading sound power performance and a full-scale converter makes the turbine highly competitive also in sound sensitive markets. Through new standard towers, the V138-3.0 MW™ meets market specific hub height requirements and offers seamless transportation by using standard systems already proven by the 4 MW platform.

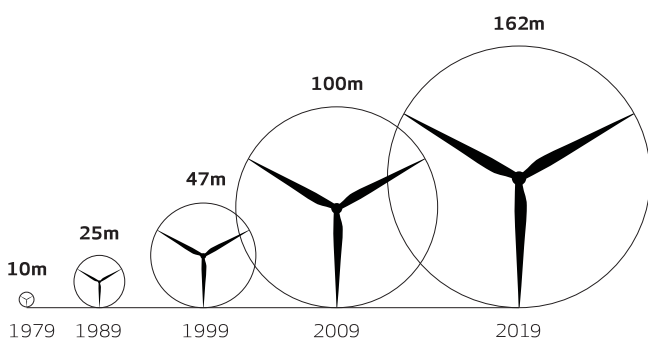
V150-5.6 MW™

The V150-5.6 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 241m. Utilising Vestas LDST tower technology, V150-5.6 MW™ can take advantage of favourable wind conditions at 166m hub height.

V162-5.6 MW™

With a swept area of over 20,000m², the V162-5.6 MW™ applies the largest rotor size in the Vestas portfolio to achieve industry-leading energy production paired with a high capacity factor. Due to the large operational envelope, the V162-5.6 MW™ has great relative siteability on both turbulence and average wind speeds. With a maximum Sound Power Level of 104dB(A) and over 20 percent higher energy production than the V150-4.2 MW™, the V162-5.6 MW™ establishes a new benchmark in competitiveness.

Rotor size development



*Depending on site specific conditions



WIND CLASSES

Turbine type	Low wind speeds	Medium wind speeds	High wind speeds
EnVentus™ turbines			
V150-5.6 MW™		[Blue gradient bar]	
V162-5.6 MW™	[Blue gradient bar]		
V138-3.0 MW™	[Blue gradient bar]		

All of Vestas

As part of the suite of Vestas offerings, V138-3.0 MW™, V150-5.6 MW™ and V162-5.6 MW™ 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*:

- Aviation Markings on the Blades
- Increased Cut-In Wind Speed
- Aviation Lights
- Condition Monitoring System
- Fire Suppression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Sound 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®

*Depending on turbine variant.

The knowledge to control

Knowledge about wind project planning is key

Getting your wind energy project up and operating as quickly as possible is fundamental to its long-term success. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' SiteHunt® is an advanced analytical tool that 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, a team of specialised siting engineers customise the turbine selection and layout of your wind power plant. We perform simulations of the site conditions, using Computational Fluid Dynamics (CFD) software on our powerful in-house supercomputer, and use advanced load simulations to analyse the lifetime performance of the plant. Put simply, we find the optimal balance between annual revenue and investment over the lifetime of your plant. This will 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, 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 modern 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.

Surveillance, maintenance and service

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to ensure uninterrupted power production and to control operational expenses. We offer 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance systems to improve turbine performance and availability. Predicting faults in advance is essential, helping to avoid costly emergency repairs and unscheduled interruptions to energy production.

Our Condition Monitoring System (CMS) assesses the status of the turbines by analysing vibration signals. For example, by measuring the vibration of the drive train, it can detect faults at an early stage and monitor detected damage. This information allows pre-emptive maintenance to be carried out before the component fails, reducing repair costs and production loss.

Additionally, our Active Output Management® (AOM) concept provides detailed plans and long-term agreements for service and maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining your turbines' state-of-the-art technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment. The Active Output Management® agreement provides you with long-term and financial operational peace of mind for your business.



V138-3.0 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 3,000 kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 24m/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* 102.7/106.6 dB(A)**

*Depending on configuration

**Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 138m
 Swept area 14,957m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

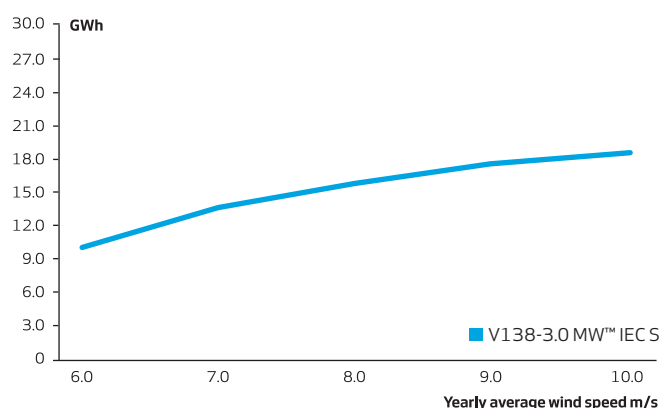
TOWER

Hub height 83m (IEC S), 96m (IEC S)

TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
 - Oil Debris Monitoring System
 - Service Personnel Lift
 - Low Temperature Operation to -30°C
 - Vestas Ice Detection™
 - Vestas IntelliLight®
 - Vestas Shadow Detection System
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Fire Suppression System
 - Increased Cut-In Wind Speed
 - Lightning Detection System
 - Load Optimised Modes
 - Sound Optimised Modes
-

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2.5
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V150-5.6 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 5,600 kW
 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 104.9 dB(A)***

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

ROTOR

Rotor diameter 150m
 Swept area 17,671m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

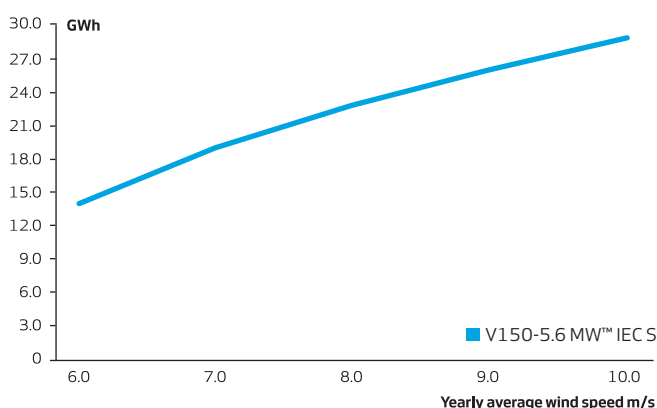
TOWER

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

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
- Increased Cut-In Wind Speed
- 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

V162-5.6 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 5,600 kW
 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 104dB(A)**
 ***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

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

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

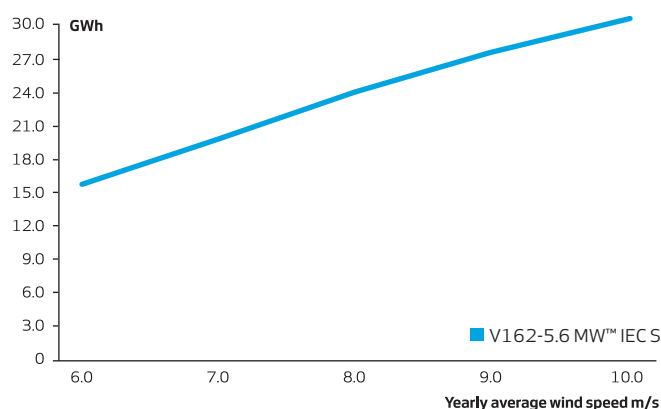
TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 148m (DIBt S), 149m (IEC S), 166m (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
- Increased Cut-In Wind Speed
- 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





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)

© 2019 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.

ALLEGATO 6

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI OZIERI (SS) - REGIONE SARDEGNA

Stazione di riferimento / codice	Riferimento 1	(RIF1)
Aerogeneratore (modello)	Vestas V150 5.6 MW (rev02)	
Potenza nominale / complessiva	5.6 MW	50.4 MW
Diametro rotore	150 m	
Altezza di mozzo / Apice pala	105 m	180 m

AG	Coordinate UTM ED50 - Fuso 32		Base macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo				
	Longitudine (Est)	Latitudine (Nord)		Dati di WAsP				
				V (m/s)	P Lorda (MWh/a)	Perdite per scia (%)	P Lorda [netto scia] (MWh/a)	Ore equiv. (MWh/MW)
OZ1	495.331	4.510.455	588	6,13	14.515	6,62	13.554	2420
OZ2	494.870	4.509.783	616	6,58	16.722	9,92	15.063	2690
OZ3	494.249	4.510.291	571	6,02	13.969	6,47	13.065	2333
OZ4	494.108	4.509.822	583	6,10	14.345	7,40	13.283	2372
OZ5	493.957	4.509.459	592	6,16	14.629	4,47	13.976	2496
OZ6	493.175	4.508.337	620	6,56	16.682	3,72	16.062	2868
OZ7	493.238	4.508.737	607	6,27	15.225	5,55	14.380	2568
OZ8	492.275	4.507.875	584	6,15	14.622	5,80	13.775	2460
OZ9	491.585	4.507.797	566	6,07	14.227	1,18	14.059	2511
MEDIE			592	6,23	14.993	5,68	14.135	2524
TOTALI					134.936		127.217	

Note:

1) Producibilità stimate con curva di potenza calcolata alla quota di 0 m s.l.m. ($d = 1.225 \text{ kg/m}^3$)