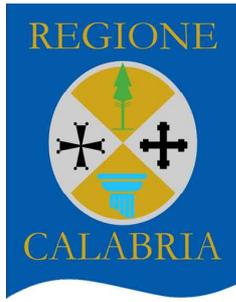


Regione
Calabria



Comune di
Mesoraca



Committente:

ESC WIND S.R.L.
Piazza Europa, 14
87100 Cosenza - Italy
P.IVA: 03884610787

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo del Progetto:

PARCO EOLICO "MESORACA"

Elaborato:

Studio Anemologico

PROGETTO	DISCIPLINA	AMBITO	TIPO ELABORATO	PROGRESSIVO	SCALA
E-MES	P	AN	RE	01	

NOME FILE:

E-MES-P-AN-RE-01_Studio Anemologico

Progettazione:



C. Mazzarella

Rev:	Prima Emissione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	FEBBRAIO 2024	PRIMA EMISSIONE	GEMSA PRO	GEMSA PRO	ESC WIND S.R.L.

Impianto Eolico nel Comune di Mesoraca (KR)

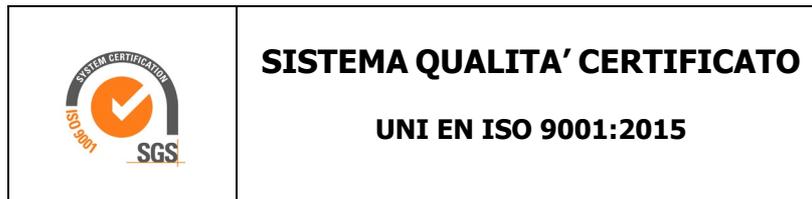
Regione Calabria

Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Febbraio	2024	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Soria</i>
					APPROVAZIONE C. Mazzarella
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 37_BS_2024 del 31/01/2024				<i>C. Mazzarella</i>

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

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



SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	4
2.1	Localizzazione dell'impianto	5
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	6
4	DATI IMPIANTO	7
4.1	Aerogeneratore	7
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	9
5.1	Stazione anemometrica RIF1	9
5.2	Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)	10
6	MODELLO DI CALCOLO	11
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	12
8	VERIFICHE SUL MODELLO.....	12
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	12
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....	13
8.3	Analisi di micrositing.....	14
8.4	Anemometro virtuale	15
9	RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO.....	17
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	18
11	CONCLUSIONI	20

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, comprensiva di un certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore di velocità installato e delle schede tecniche della catena di misura strumentale impiegata
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Correlazioni	Correlazione dei dati di velocità media mensile
4	Tavole	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di quattordici turbine
5	Brochure	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

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 e, soprattutto, in un sufficiente livello di ventosità.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Gemsa Pro 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 nel Comune di Mesoraca, appartenente alla Provincia di Crotone, nella Regione Calabria. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura denominata Riferimento 1 (cod. RIF1), scelta fra alcune serie disponibili e 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 nelle seguenti fasi:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili
- Verifica del posizionamento storico della serie di dati disponibili (storicizzazione)
- Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
- Simulazione del campo di vento mediante modello WASP
- Valutazione della produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio stimate ($P_{50\%}$)

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

2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nel territorio comunale di Mesoraca, appartenente alla Provincia di Crotone, nella parte orientale della Regione Calabria.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa, con morfologia collinare, e da una rugosità media. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto ha variazioni di quota comprese in meno di 200 m e altitudine media pari

a 180 m. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore energia che frequenza, proviene principalmente da Nord e da Sud-Sud/Ovest.

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

- Altitudine media: **180 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo principale del terreno: **pascolo, coltivazioni**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate quattordici 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.

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 e UTM ED50.

AG	Comune	COORDINATE UTM- WGS84 F33		COORDINATE UTM-ED50 F33	
		Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y
M01	Mesoraca	657,933	4,327,646	658,006	4,327,832
M02	Mesoraca	658,433	4,326,948	658,507	4,327,134
M03	Mesoraca	657,621	4,325,882	657,694	4,326,068
M04	Mesoraca	659,366	4,326,557	659,440	4,326,743
M05	Mesoraca	660,541	4,325,489	660,614	4,325,675
M06	Mesoraca	659,492	4,325,621	659,566	4,325,807
M07	Mesoraca	658,408	4,324,994	658,481	4,325,180
M08	Mesoraca	657,599	4,324,865	657,673	4,325,051
M09	Mesoraca	658,607	4,323,832	658,680	4,324,018
M10	Mesoraca	660,558	4,323,609	660,631	4,323,795
M11	Mesoraca	661,326	4,324,259	661,400	4,324,445
M12	Mesoraca	660,716	4,321,776	660,789	4,321,962
M13	Mesoraca	661,533	4,321,994	661,607	4,322,180
M14	Mesoraca	663,080	4,321,321	663,153	4,321,507

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

Inter-D	M01	M02	M03	M04	M05	M06	M07	M08	M09	M10	M11	M12	M13	M14
M01		859	1,791	1,800	3,384	2,556	2,694	2,801	3,873	4,815	4,795	6,496	6,701	8,154
M02	5.3		1,340	1,011	2,563	1,697	1,954	2,244	3,120	3,957	3,950	5,653	5,843	7,297
M03	11.1	8.3		1,872	2,947	1,890	1,187	1,018	2,275	3,714	4,046	5,142	5,516	7,114
M04	11.1	6.2	11.6		1,588	944	1,833	2,447	2,829	3,180	3,021	4,968	5,051	6,420
M05	20.9	15.8	18.2	9.8		1,057	2,189	3,007	2,546	1,880	1,459	3,717	3,633	4,880
M06	15.8	10.5	11.7	5.8	6.5		1,253	2,039	1,996	2,277	2,285	4,035	4,162	5,600
M07	16.6	12.1	7.3	11.3	13.5	7.7		819	1,179	2,557	3,010	3,960	4,332	5,943
M08	17.3	13.9	6.3	15.1	18.6	12.6	5.1		1,443	3,214	3,776	4,387	4,870	6,526
M09	23.9	19.3	14.0	17.5	15.7	12.3	7.3	8.9		1,963	2,752	2,945	3,455	5,129
M10	29.7	24.4	22.9	19.6	11.6	14.1	15.8	19.8	12.1		1,006	1,840	1,887	3,406
M11	29.6	24.4	25.0	18.6	9.0	14.1	18.6	23.3	17.0	6.2		2,557	2,274	3,421
M12	40.1	34.9	31.7	30.7	22.9	24.9	24.4	27.1	18.2	11.4	15.8		846	2,408
M13	41.4	36.1	34.0	31.2	22.4	25.7	26.7	30.1	21.3	11.6	14.0	5.2		1,687
M14	50.3	45.0	43.9	39.6	30.1	34.6	36.7	40.3	31.7	21.0	21.1	14.9	10.4	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono stati utilizzati i dati di una serie storica alla quale è stato attribuito il codice RIF1 e la descrizione Riferimento 1 e che ha misurato per circa due anni nel Comune di San Mauro Marchesato. Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stazione, relativo al periodo selezionato di quasi 13 mesi:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
		s.l.s.	Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1	RIF1	10	39° 4'	16° 57'	150

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo selezionato		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Riferimento 1	RIF1_1Y	21/05/1992	11/06/1993	12.7

Si segnala che, al fine di verifica della coerenza della serie di dati impiegata, è stata svolta un’analisi di micrositing con un’altra stazione, posta anch’essa nella più ampia area analizzata, con buoni risultati e discrepanze 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, per il periodo di quasi 13 mesi indicato, 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 serie di circa 35 anni di dati appartenenti ad una stazione storica di proprietà di TecnoGaia. 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

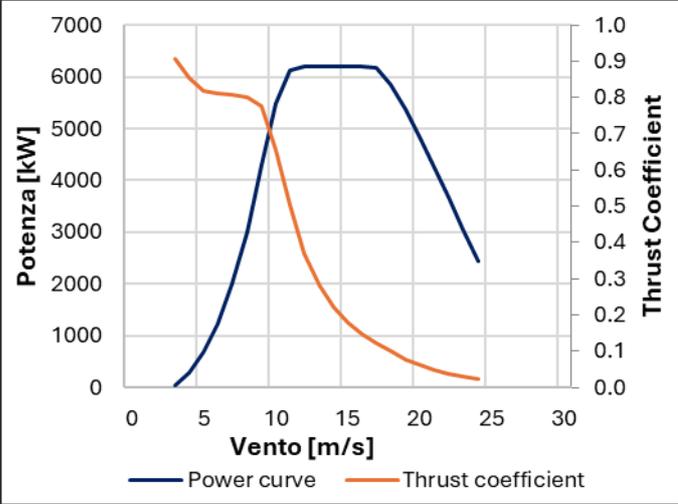
4.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato indicato un modello di turbina di grande taglia. Nella tabella sottostante sono riportate alcune sue caratteristiche essenziali, mentre in **Allegato Brochure** è riportata la brochure descrittiva dello stesso:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
VESTAS	V162 6.2 MW	6.2 MW	162 m	125 m

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

Turbina	Vestas V162 6.2 MW		Diametro	162 m
Altezza di mozzo	125 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m ³)	1.225
0	-	-		
1	-	-		
2	-	-		
3	34	0.908		
4	292	0.853		
5	676	0.819		
6	1229	0.812		
7	2000	0.807		
8	3017	0.799		
9	4284	0.775		
10	5483	0.657		
11	6114	0.504		
12	6197	0.370		
13	6200	0.283		
14	6200	0.223		
15	6200	0.180		
16	6200	0.148		
17	6186	0.124		
18	5853	0.100		
19	5348	0.078		
20	4825	0.062		
21	4251	0.048		
22	3664	0.037		
23	3064	0.029		
24	2451	0.022		
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 molto simile rispetto all'altitudine media del sito di interesse e posta non distante da esso. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, proprio grazie alla particolare posizione di quest'ultima e non rilevandosi significativi ostacoli tra i due punti, anche grazie alle correlazioni con gli altri presidi anemometrici, mantiene caratteristiche tali da poter rappresentare il comportamento della risorsa per un'ampia parte del territorio, compresa quella d'interesse per questo studio.

La stazione era costituita da un sostegno tubolare di altezza pari a 10 m, dotato della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	10 m	THIES CLIMA mod. 4.3323.21.251/S
Sensore: DIREZIONE	10 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, per il periodo selezionato di quasi 13 mesi, sono sintetizzati nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H sensore	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1_1Y	10	12.7	96.5	3.27	84	3.39	1.12

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.

5.2 Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)

In virtù di una insufficiente disponibilità della serie di dati utilizzati (circa 1 anno), 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 di circa 35 anni di dati, inclusi quelli contemporanei a RIF1, registrati da una stazione storica di proprietà TecnoGaia, alla quale è stata attribuito il codice ST01 e la descrizione "Storica 1". 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
ST01	Lat. 38° 59' Long. 17° 7'	15	160	11/1987	*** 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 "Storica 1"
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 buono, 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 nei circa 13 mesi di campagna anemometrica è inferiore a quanto atteso rispetto al lungo periodo, con una variazione di circa 5.5 punti percentuali. In virtù di un coefficiente di correlazione più che soddisfacente, si ritiene corretto incrementare il valore misurato da RIF1 della % indicata dal confronto.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 10 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **3.46 m/s**. La **Figura** che descrive la correlazione descritta è disponibile nell'**Allegato Correlazioni**.

Nel seguito vengono indicati i parametri che descrivono la serie dati da utilizzare per le valutazioni di producibilità:

Stazione anemometrica	H sensore	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1_1Y	10	12.7	96.5	3.46	99	3.54	1.11

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 670 km², precisamente un rettangolo di 29 x 23 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

8 VERIFICHE SUL MODELLO

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

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo. Inoltre, grazie alla presenza di 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 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 parzialmente positiva, in quanto ad uno scostamento inferiore al punto percentuale sul raffronto tra i parametri di energia specifica, corrisponde invece una differenza abbastanza elevata sul confronto tra le ventosità (quasi 5 punti percentuali).

Gli esiti della seconda verifica confermano sostanzialmente i risultati della precedente, con uno scostamento simile sulle ventosità e uno analogo sui parametri di energia.

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, non si può ritenere la verifica pienamente soddisfacente. Ciò comporterà un incremento delle incertezze dei processi posti in atto, la cui valutazione nel merito non è comunque oggetto dello studio corrente, in grado di compensare alla probabile sovrastima della ventosità all'altezza di misura.

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 unicamente confrontando il valore di gradiente atteso, sulla base del punto di installazione della torre di misura, e quanto stimato dal modello di calcolo nella stessa posizione.

Per soddisfare l'esigenza descritta, è stata effettuata una simulazione sulla verticale della stazione d'area, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa, confrontando i valori di alfa stimati tra l'altezza di misura e quella del mozzo utilizzato.

Un valore di gradiente che ci si possa attendere, sulla base della morfologia del territorio di appartenenza della stazione, è di media entità. Il valore di alfa stimato dal modello di calcolo, tra 125 e 10 m, è invece più elevato, pari a 0.17. Ciò potrebbe comportare sovrastime anche sensibili nella valutazione dell’impianto in progetto. Alla luce di quanto emerso nel capitolo precedente è stato deciso di estrapolare la ventosità all’altezza mozzo indicata con un gradiente leggermente più cautelativo pari a 0.16. Ulteriori verifiche con altre serie di dati poste nell’area considerata, la cui fruibilità è a disposizione di TecnoGaia per usi interni, hanno confermato la bontà delle scelte intraprese.

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, soprattutto all’altezza di mozzo, sono sempre stati all’interno di parametri 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 **M06** che, come ventosità, posizione ed 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.

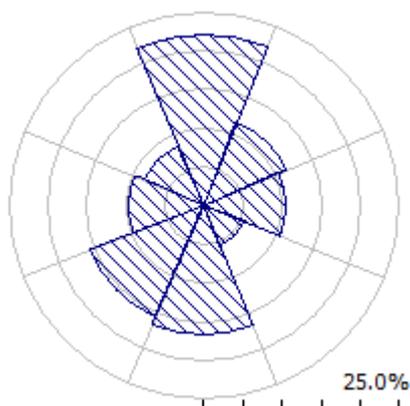
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno degli 8 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno 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: **M06** – Anemometer height: 125 m a.g.l.



	0	45	90	135	180	225	270	315
A	7.0	6.2	5.1	3.9	10.2	5.9	2.0	2.5
K	1.35	1.89	1.61	1.04	1.94	1.36	1.10	0.95
U	6.43	5.51	4.59	3.85	9.04	5.43	1.94	2.50
P	521	207	146	189	893	312	21	65
f	22.1	11.5	10.5	5.4	16.8	15.6	9.7	8.5

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1.0	70	31	71	216	11	87	373	355	120
2.0	99	80	129	177	31	120	259	214	121
3.0	105	113	148	140	47	123	158	139	113
4.0	102	130	144	109	61	116	92	93	104
5.0	95	132	128	84	72	104	53	62	93
6.0	86	123	106	65	79	90	29	42	81
7.0	76	106	83	50	82	76	16	29	70
8.0	66	86	62	38	82	63	9	20	59
9.0	56	66	44	29	79	51	5	14	49
10.0	47	48	31	22	74	40	3	9	40
11.0	39	33	20	17	68	32	1	7	33
12.0	33	21	13	13	60	25	1	5	26
13.0	27	13	8	10	52	19	0	3	21
14.0	21	8	5	7	44	14	0	2	16
15.0	17	5	3	6	37	11	0	2	13
16.0	14	2	2	4	30	8	0	1	10
17.0	11	1	1	3	24	6	0	1	8
18.0	8	1	1	2	18	4	0	1	6
19.0	7	0	0	2	14	3	0	0	5
20.0	5	0	0	1	10	2	0	0	3
21.0	4	0	0	1	8	2	0	0	3
22.0	3	0	0	1	5	1	0	0	2
23.0	2	0	0	1	4	1	0	0	1
24.0	2	0	0	0	3	1	0	0	1
25.0	1	0	0	0	2	0	0	0	1
26.0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
27.0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
28.0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9 RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

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. La producibilità lorda dell'impianto è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore indicato dal Committente e raffigurato al Capitolo 4.

I risultati ottenuti con il modello di calcolo sono riportati nella tabella sottostante

Turbina	Coordinate UTM WGS84		Elev. (m s.l.m.)	HH	Vmed	Lorda	Perdita Scia (*)	Lorda (netto scia)	Ore
	Fuso 33								
ID	X [m]	Y [m]	[m]	[m]	[m/s]	[MWh]	[%]	[MWh]	[anno]
M01	657,933	4,327,646	235	125	5.42	14,009	1.80	13,757	2219
M02	658,433	4,326,948	214	125	5.39	14,083	3.15	13,639	2200
M03	657,621	4,325,882	260	125	5.55	14,482	4.42	13,842	2233
M04	659,366	4,326,557	153	125	5.04	12,658	4.81	12,049	1943
M05	660,541	4,325,489	200	125	5.80	15,557	1.74	15,287	2466
M06	659,492	4,325,621	206	125	5.61	14,811	4.72	14,112	2276
M07	658,408	4,324,994	181	125	5.32	13,726	5.14	13,021	2100
M08	657,599	4,324,865	203	125	5.09	12,970	5.07	12,312	1986
M09	658,607	4,323,832	243	125	5.79	15,409	3.42	14,883	2400
M10	660,558	4,323,609	80	125	4.80	11,707	3.96	11,243	1813
M11	661,326	4,324,259	130	125	5.30	13,663	3.17	13,229	2134
M12	660,716	4,321,776	146	125	5.63	14,780	3.21	14,306	2307
M13	661,533	4,321,994	137	125	5.63	14,812	1.82	14,541	2345
M14	663,080	4,321,321	139	125	5.82	15,753	0.27	15,711	2534
MEDIE			180	125	5.44	14,173	3.34	13,709	2211
TOTALI						198,420		191,932	

La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM WGS84
- 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

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda.

Producibilità lorda						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V162	125.0	6.2	14	86.8	191,932	2211

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

Perdite considerate	Vestas V162
Densità aria (alla densità di 1.19 Kg/m ³)	-1.6%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-1.5%
Totale perdite	-9.4%

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

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

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

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

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

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

Ne risulta, pertanto, la seguente producibilità netta:

Producibilità netta P _{50%}						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V162	6.2	14	125.0	86.8	173,852	2003

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati dell'analisi di produzione attesa dall'impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nel Comune di Mesoraca, parte della Provincia di Crotona, Regione Calabria.

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 e le cui caratteristiche anemometriche soddisfano i requisiti temporali richiesti dalla normativa regionale. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con altre serie di dati, oltre a correlazioni con una stazione storica posta nella più ampia area analizzata (Storica 1), confermando 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, nonostante esiti non sempre positivi, hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo, come ad esempio la scelta di avvalersi anche di altre serie di dati per confronto, e dunque avvalorare le scelte intraprese.

I siti più interessanti dal punto di vista dell'installazione di un impianto eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità tali da comportare valori di utilizzazione dello stesso per un numero minimo di ore annue di funzionamento, tale da garantirne la convenienza economica dell'iniziativa. Questo valore può variare a seconda della taglia dell'aerogeneratore adottato poiché varia il costo dell'aerogeneratore stesso e più in generale dei costi di investimento e di gestione dell'impianto. Nel caso specifico, grazie ad una discreta ventosità ed all'utilizzo di un modello turbina di nuova generazione, l'impianto in progetto soddisfa questi criteri.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una discreta ventosità, oltre ad un'orografia solo moderatamente complessa.

ALLEGATO 1

QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO

Scheda della stazione anemometrica

Sito: Mesoraca

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

Nome 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	10	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	10	THIES CLIMA	4.3323.21.251/D		Nord	Est
B						
ACQUISITORE		Schlumberger	VIT 2000		ACCESSORI:	
SOSTEGNO	10	Tubolare				
CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE		SAPEL	40 HC			

Sezione C) – Coordinate Geografiche WGS84 F32 N 39° 4' E 16° 57'

Sezione D) – Immagine strumentazione tipo della stazione anemometrica



Sistema acquisizione Vit 2000

stazione anemometrica installata da: **Terenghi**

Data: **20/05/1992**

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:

Velocity TELEFAX (02) 8376185

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.

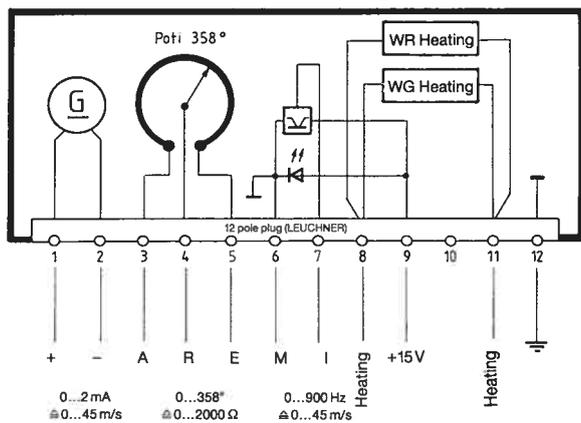
The rate of revolution of the cup anemometer is scanned opto-electronically and also detected by a direct current generator.

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

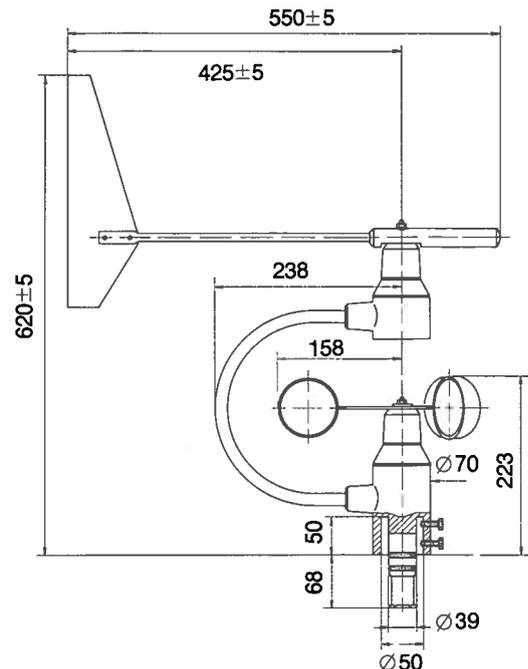
The complete instrument is made of varnished and anodized aluminium.

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:

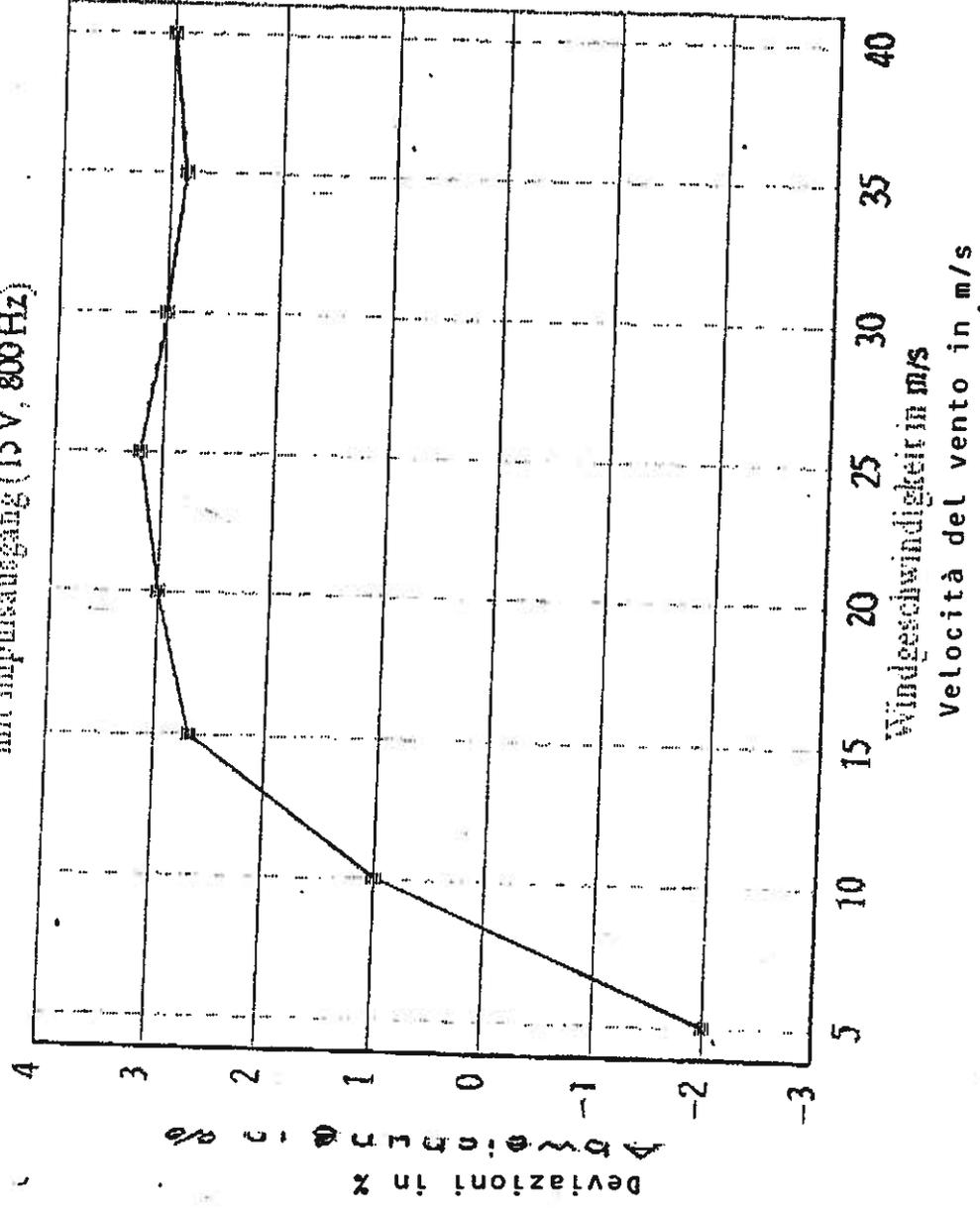


* Without heating: Order-no. 4.3323.10.251

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

Windgeschwindigkeitsgeber

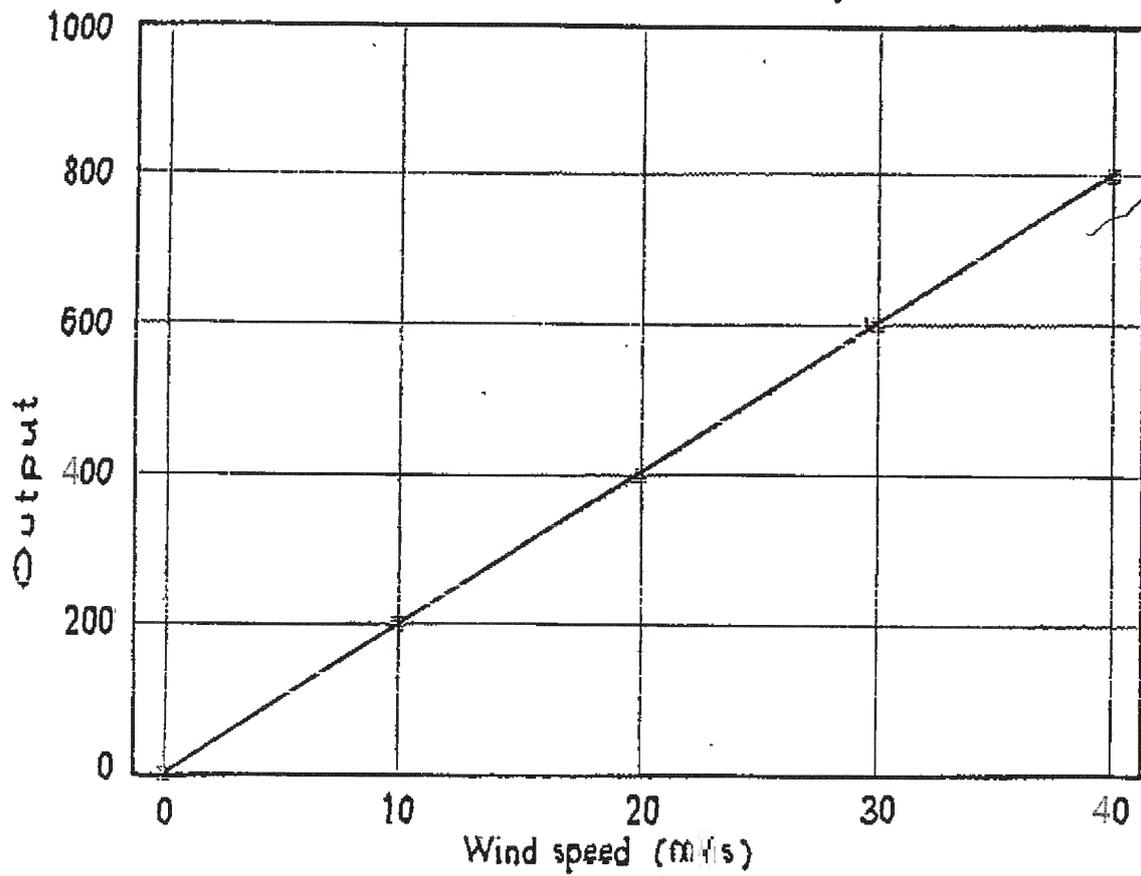
mit Impulsausgang (15V, 800Hz)



Handwritten signature
Mlog

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

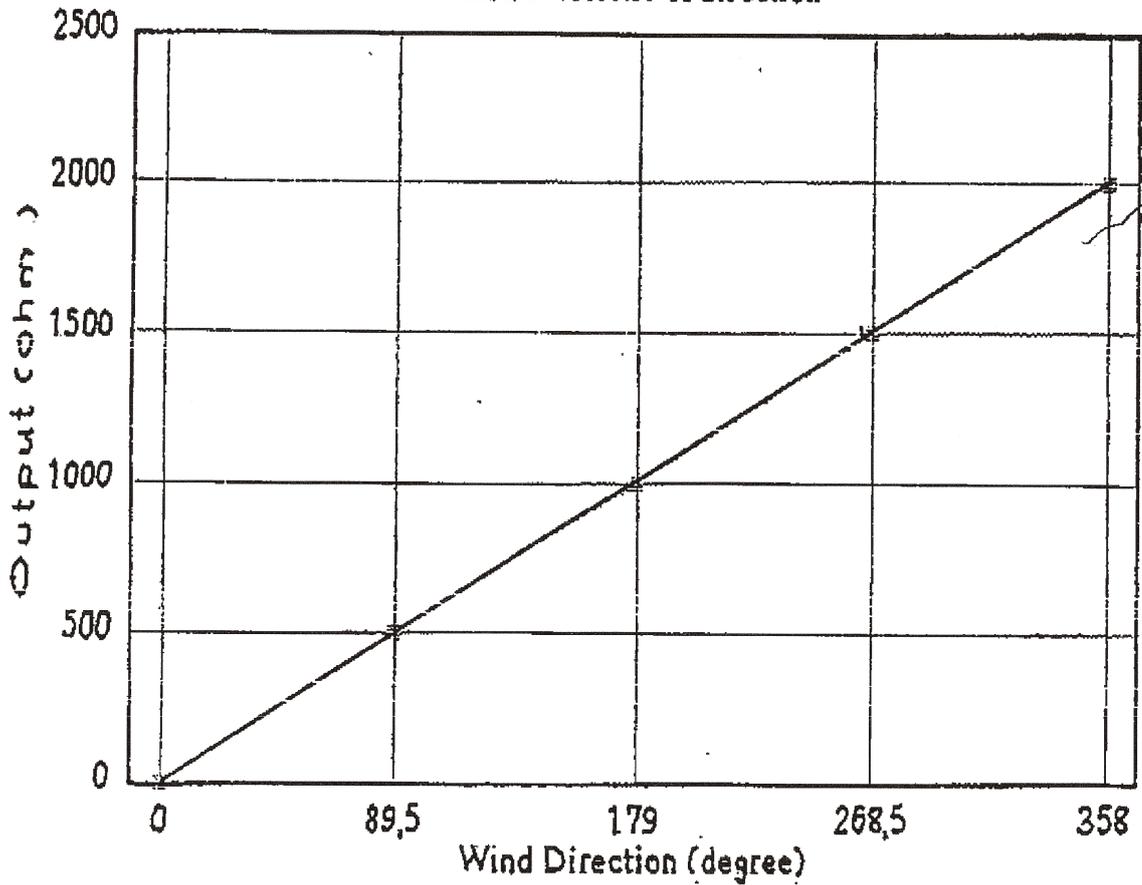
Characteristic of Wind speed



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 ;

- 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo
Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8376.4	95.62	0.5	7736.3	88.31
1.0	6641.3	75.81	1.5	5539.7	63.24
2.0	4808.3	54.89	2.5	4240.3	48.40
3.0	3765.4	42.98	3.5	3449.4	39.38
4.0	2999.0	34.23	4.5	2578.7	29.44
5.0	2181.9	24.91	5.5	1823.7	20.82
6.0	1493.1	17.04	6.5	1292.8	14.76
7.0	1035.6	11.82	7.5	829.5	9.47
8.0	659.2	7.52	8.5	516.4	5.90
9.0	392.7	4.48	9.5	321.5	3.67
10.0	230.8	2.63	10.5	159.1	1.82
11.0	112.0	1.28	11.5	77.1	0.88
12.0	49.2	0.56	12.5	37.2	0.42
13.0	25.7	0.29	13.5	16.3	0.19
14.0	10.9	0.12	14.5	6.2	0.07
15.0	3.9	0.04	15.5	3.1	0.04
16.0	2.3	0.03	16.5	2.0	0.02
17.0	1.5	0.02	17.5	1.5	0.02
18.0	0.8	0.01	18.5	0.7	0.01
19.0	0.5	0.01	19.5	0.3	0.00
20.0	0.2	0.00	20.5	0.2	0.00
21.0	0.2	0.00	21.5	0.2	0.00
22.0	0.2	0.00	22.5	0.0	0.00
23.0	0.0	0.00	23.5	0.0	0.00
24.0	0.0	0.00	24.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull : $V_c = 3.39$ $k = 1.12$

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

$V_{med} = 3.25$ m/s	$sqmV = 2.91$ m/s	$V_{cub} = 5.42$ m/s
Potenza specifica della vena fluida		$P_v = 97$ W/m ²

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo

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

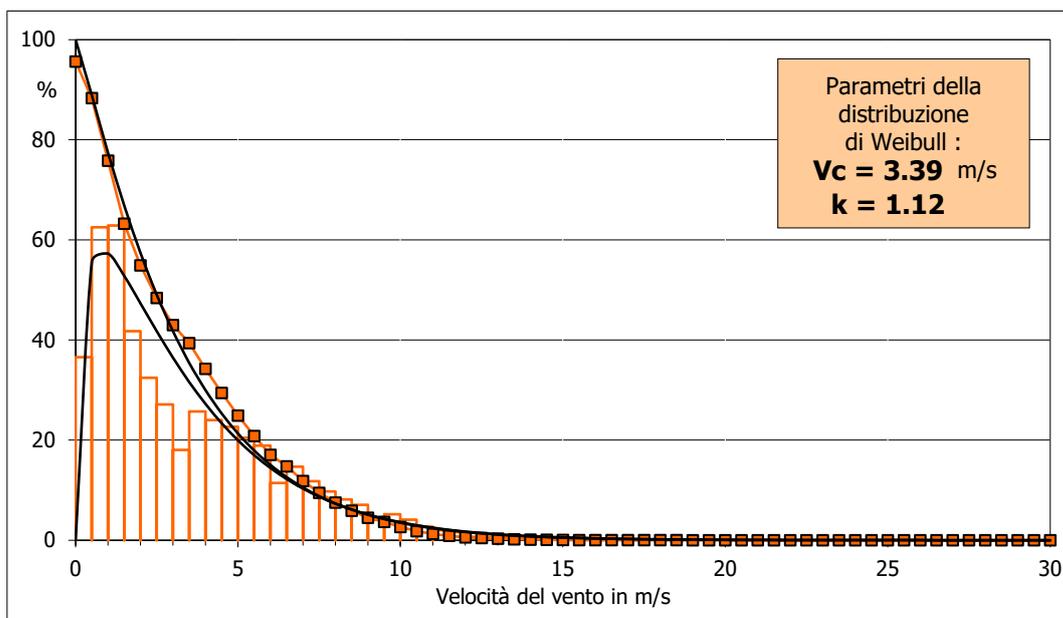
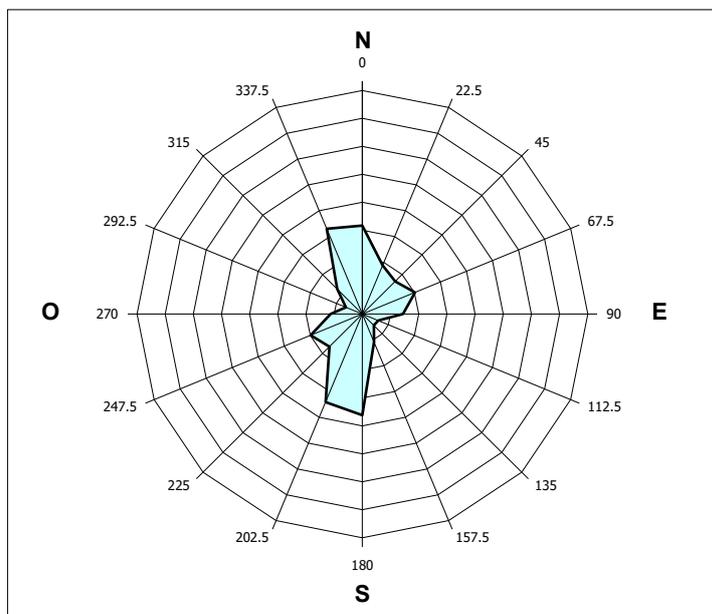


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 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)
1°	Nord	19.4	10436	3.95	2.98	5.72	15.2	115
4°	NE	10.6	5700	3.95	2.11	4.92	12.2	73
5°	Est	10.4	5586	3.23	1.91	4.23	13.9	46
8°	SE	3.6	1912	2.75	2.29	4.39	13.6	52
3°	Sud	14.1	7590	5.46	2.97	6.81	16.6	194
2°	SO	15.2	8165	4.11	2.86	5.79	22.3	119
6°	Ovest	9.3	5019	1.58	1.14	2.47	13.8	9
7°	NO	5.7	3065	1.55	1.24	2.54	9.7	10
	NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	Calme	11.7	6282	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		53755	3.27	2.82	5.15	22.3	84

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	0.98	3.55	3.03	5.56	15.6	105	78
Gen	0.99	2.94	3.01	5.20	14.0	86	64
Feb	0.60	4.05	3.26	6.04	15.2	134	90
Mar	0.99	3.57	2.91	5.40	15.7	96	71
Apr	0.99	3.29	2.79	5.14	15.2	83	60
Mag	1.35	2.54	2.12	3.93	11.1	37	28
Giu	1.36	3.14	2.39	4.56	12.2	58	42
Lug	0.99	3.63	2.89	5.40	15.2	96	71
Ago	1.00	2.70	2.37	4.23	14.3	46	34
Set	0.99	3.01	2.68	4.80	14.5	67	48
Ott	1.00	4.34	3.17	6.16	22.3	142	106
Nov	1.00	3.13	3.03	5.39	20.0	96	69

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	3.49	3.13	5.61	15.6	107	232
Primavera (Mar - Mag)	3.13	2.66	4.90	15.7	72	159
Estate (Giu - Ago)	3.16	2.59	4.78	15.2	67	147
Autunno (Set - Nov)	3.51	3.03	5.51	22.3	102	223

Anno	3.32	2.87	5.22	22.3	87	761
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-----------	------------

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

Tabelle B e C

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo

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

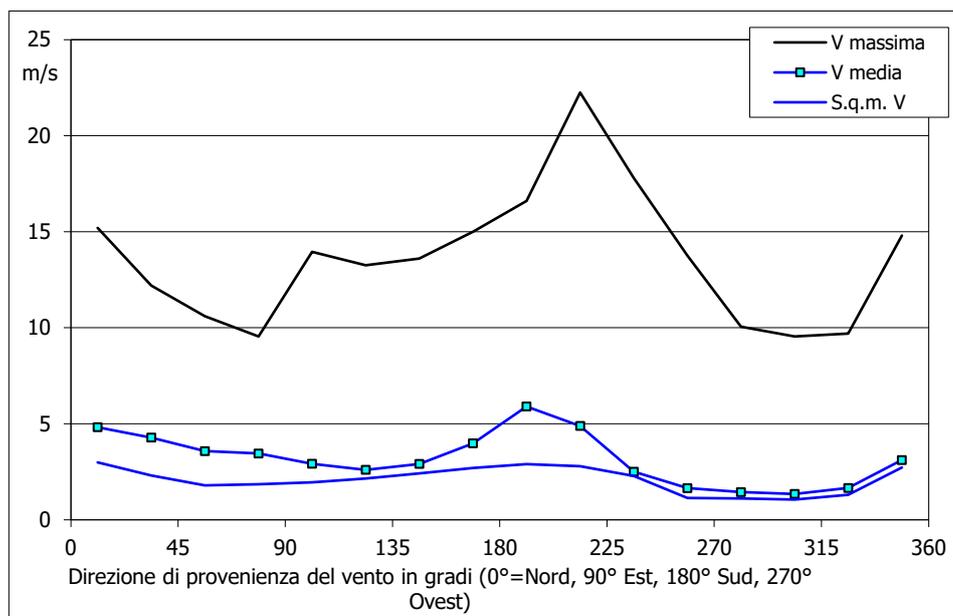
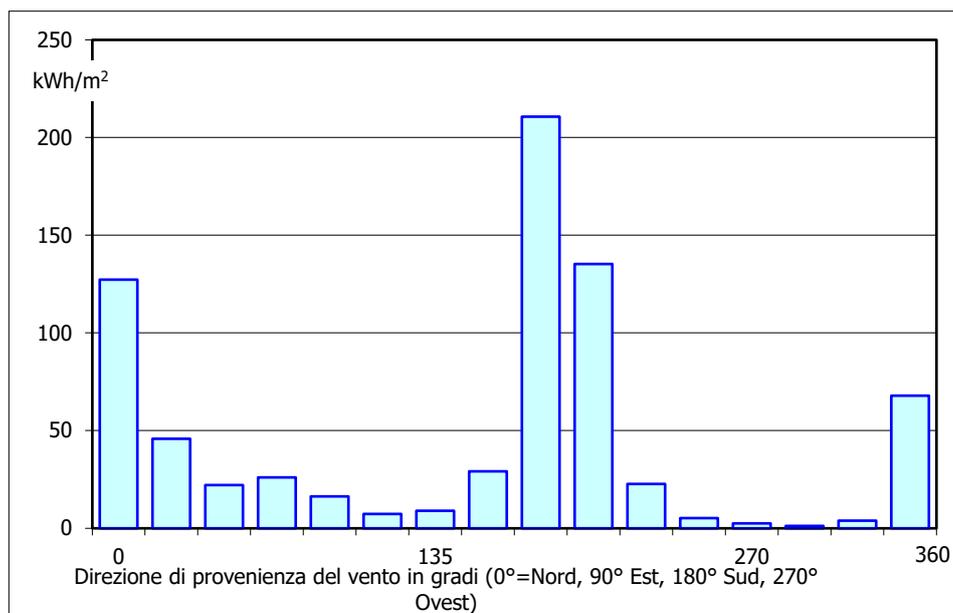


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo

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

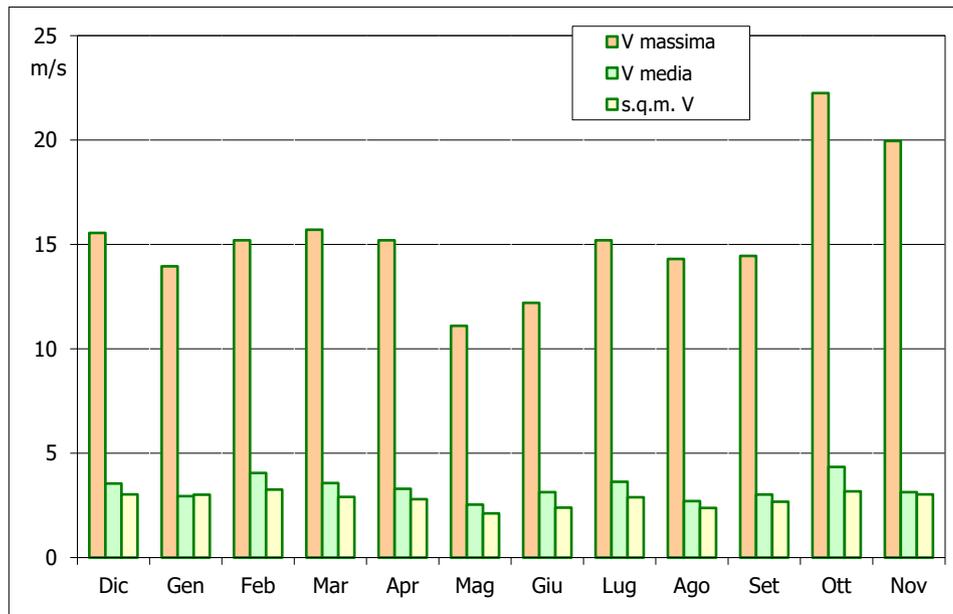
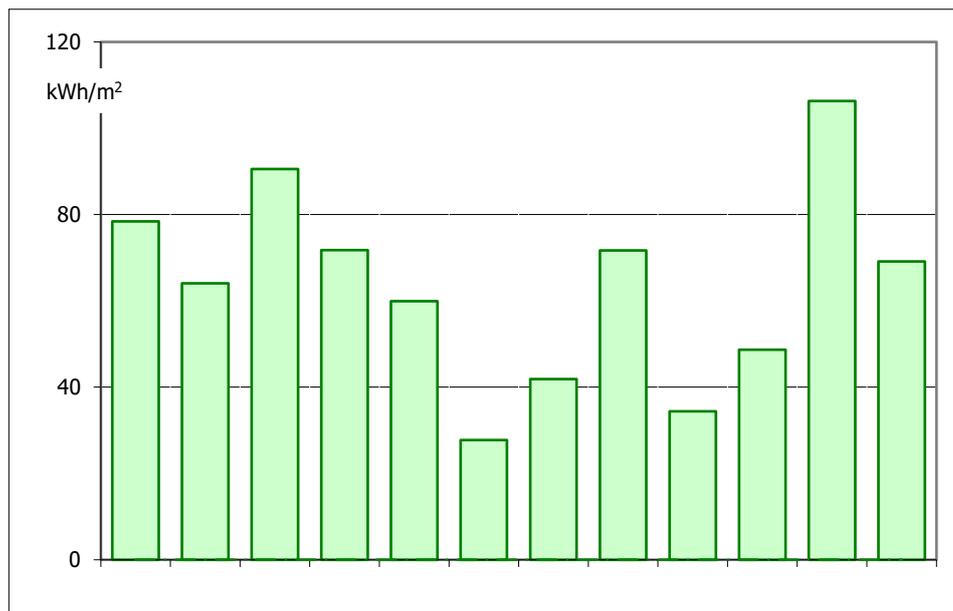


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo

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

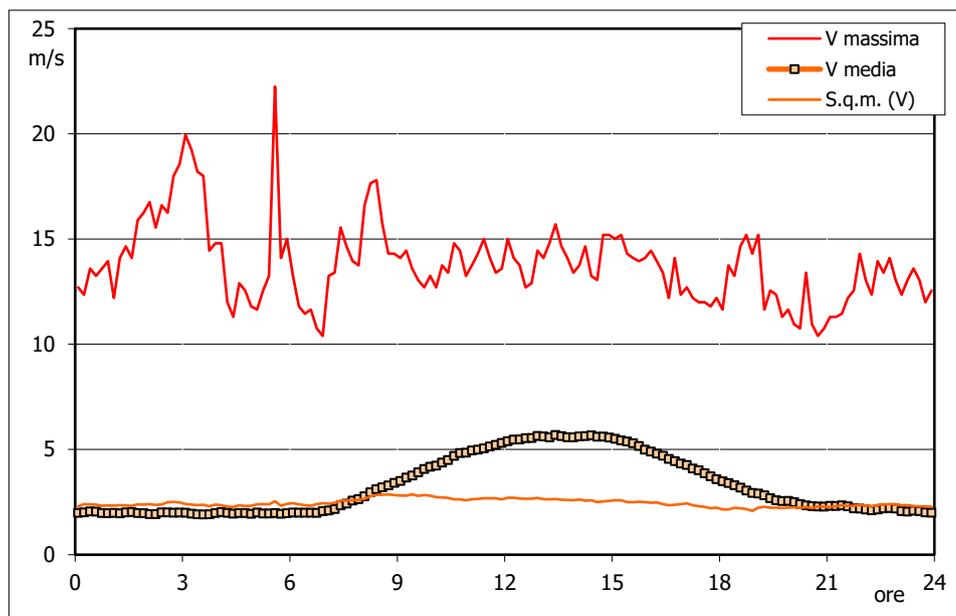
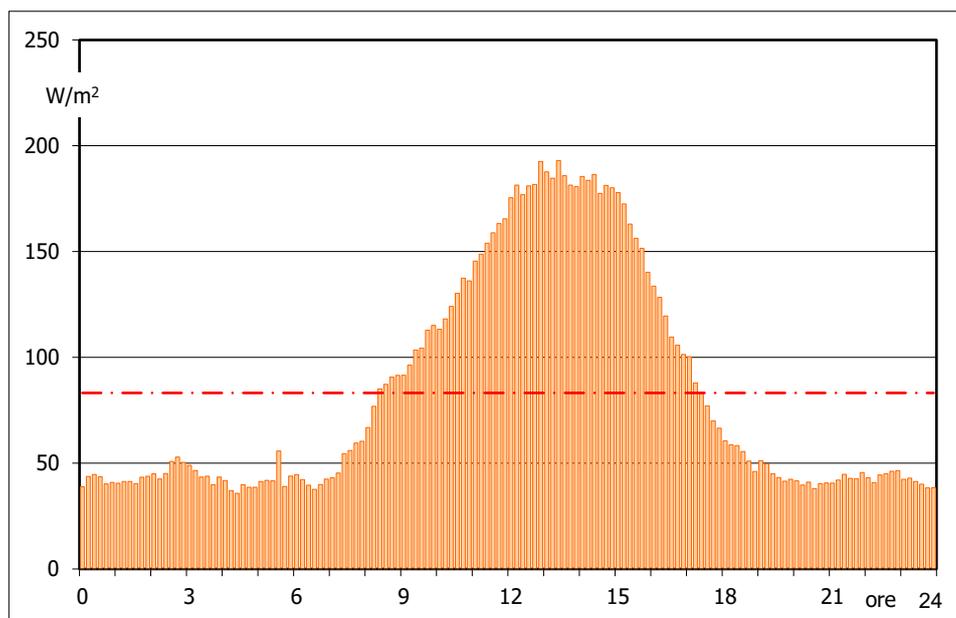


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

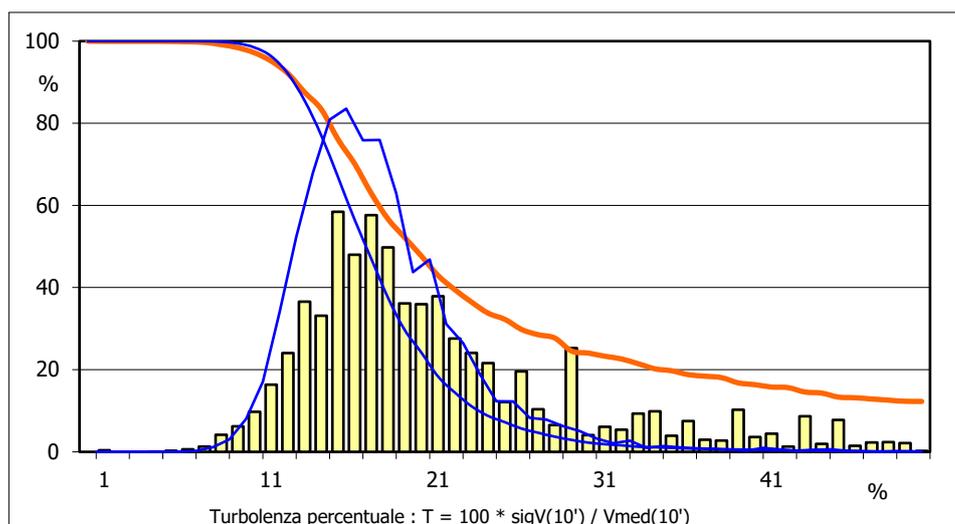
Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo
Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITA' DEL VENTO

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

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	22.0	10436	26.8	19.3	10.4	72.5
NordEst	12.0	5700	24.1	15.4	12.4	59.7
Est	11.8	5586	25.8	16.1	12.2	63.2
SudEst	4.0	1912	34.1	20.4	13.5	78.4
Sud	16.0	7590	22.2	16.0	10.9	60.6
SudOvest	17.2	8165	23.5	16.8	10.8	63.7
Ovest	10.6	5019	31.7	22.0	10.0	76.5
NordOvest	6.5	3065	36.2	23.3	11.4	81.3
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	88.3	47473	26.5	18.7	11.0	72.1

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	61.2	29070	32.2	21.8	10.7	78.5
4 < V < 8	30.2	14358	17.9	5.3	11.3	27.6
8 < V < 12	7.9	3743	16.2	3.6	11.3	22.5
12 < V < 16	0.6	288	15.4	3.0	11.2	20.3
16 < V < 20	0.0	13	15.4	2.0	11.7	19.4
V > 20	0.0	1	22.2	0.0	0.0	0.0
Totale* =	34.2	18403	17.5	5.0	11.3	26.7

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

Tabella D e Grafico 9

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

Periodo di elaborazione: 21/05/1992 - 11/06/1993 (numero giorni: 387)

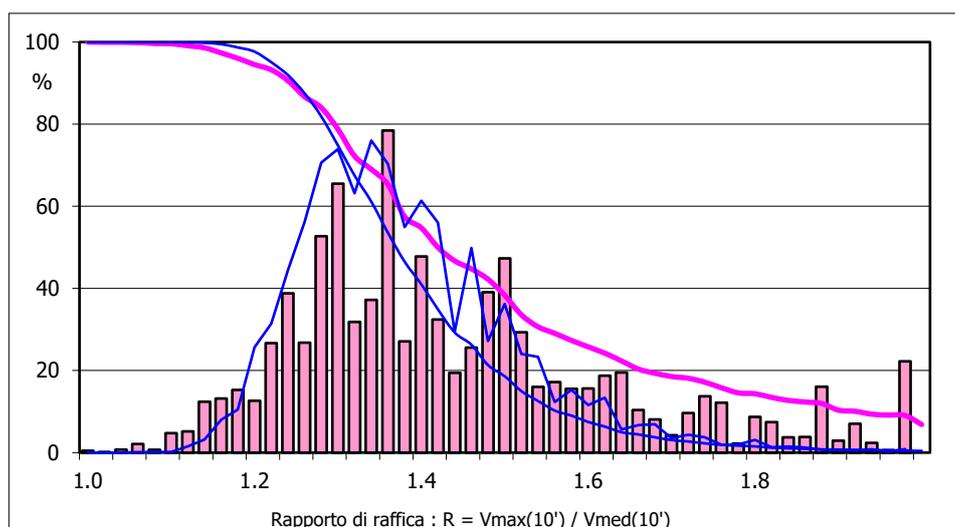
Percentuale dati disponibili = 96.46 % (53755 dati su 55728)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo
Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED

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

Settore direzione	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
Nord	22.0	10436	1.54	0.35	1.17	2.25
NordEst	12.0	5700	1.54	0.30	1.25	2.06
Est	11.8	5586	1.55	0.32	1.22	2.10
SudEst	4.0	1912	1.68	0.38	1.25	2.41
Sud	16.0	7590	1.48	0.32	1.21	2.01
SudOvest	17.2	8165	1.50	0.31	1.20	2.06
Ovest	10.6	5019	1.57	0.38	1.15	2.29
NordOvest	6.5	3065	1.65	0.42	1.17	2.50
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	88.3	47473	1.54	0.34	1.19	2.24

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	61.2	29070	1.62	0.40	1.17	2.40
4 < V < 8	30.2	14358	1.42	0.15	1.22	1.67
8 < V < 12	7.9	3743	1.39	0.11	1.22	1.56
12 < V < 16	0.6	288	1.38	0.10	1.23	1.52
16 < V < 20	0.0	13	1.38	0.09	1.21	1.53
V > 20	0.0	1	1.45	0.00	0.00	0.00
Totale* =	34.2	18403	1.41	0.14	1.22	1.64

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

Tabella E e Grafico 10

ALLEGATO 3

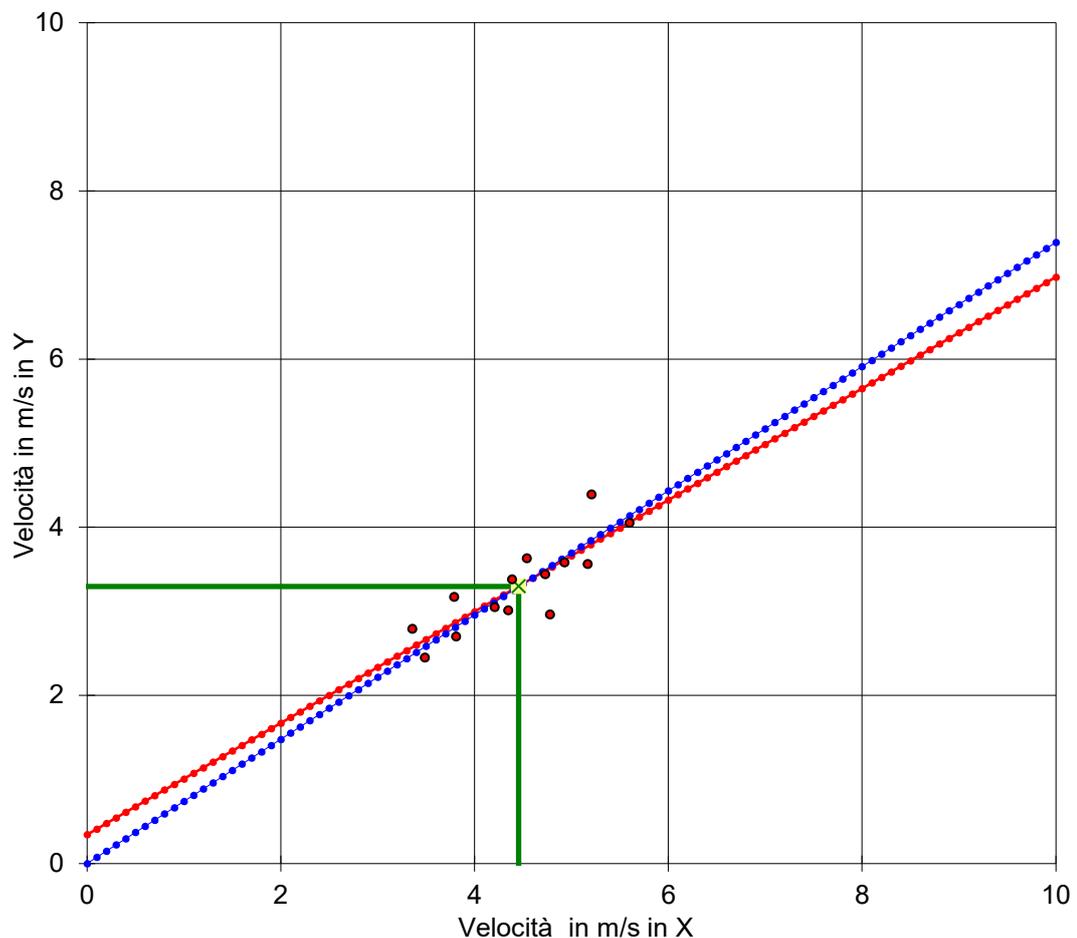
CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE MENSILI RILEVATE A:

Variabile X: TA di STORICA 1 (codice: ST01) a 15 m dal suolo
Variabile Y: TA di RIFERIMENTO 1 (codice: RIF1) a 10 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = 0.843 (Regressione lineare con 14 punti)

(Y = A * X + B) : A = 0.663 ; B = 0.344 (Y = C * X) : C = 0.739

V media(X) = 4.454 ; V media(Y) = 3.298 (Ym = R * Xm) : R = 0.740



Valore Storico in (X) = 4.691 m/s Valore Misurato in (Y) = 3.270 m/s

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 3.455 m/s ks = 1.057

Valore Storico in Y (Y=C * X) = 3.466 m/s ks = 1.060

Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 3.473 m/s ks = 1.062

ks = Valore Storico in (Y) / Valore Misurato in (Y)

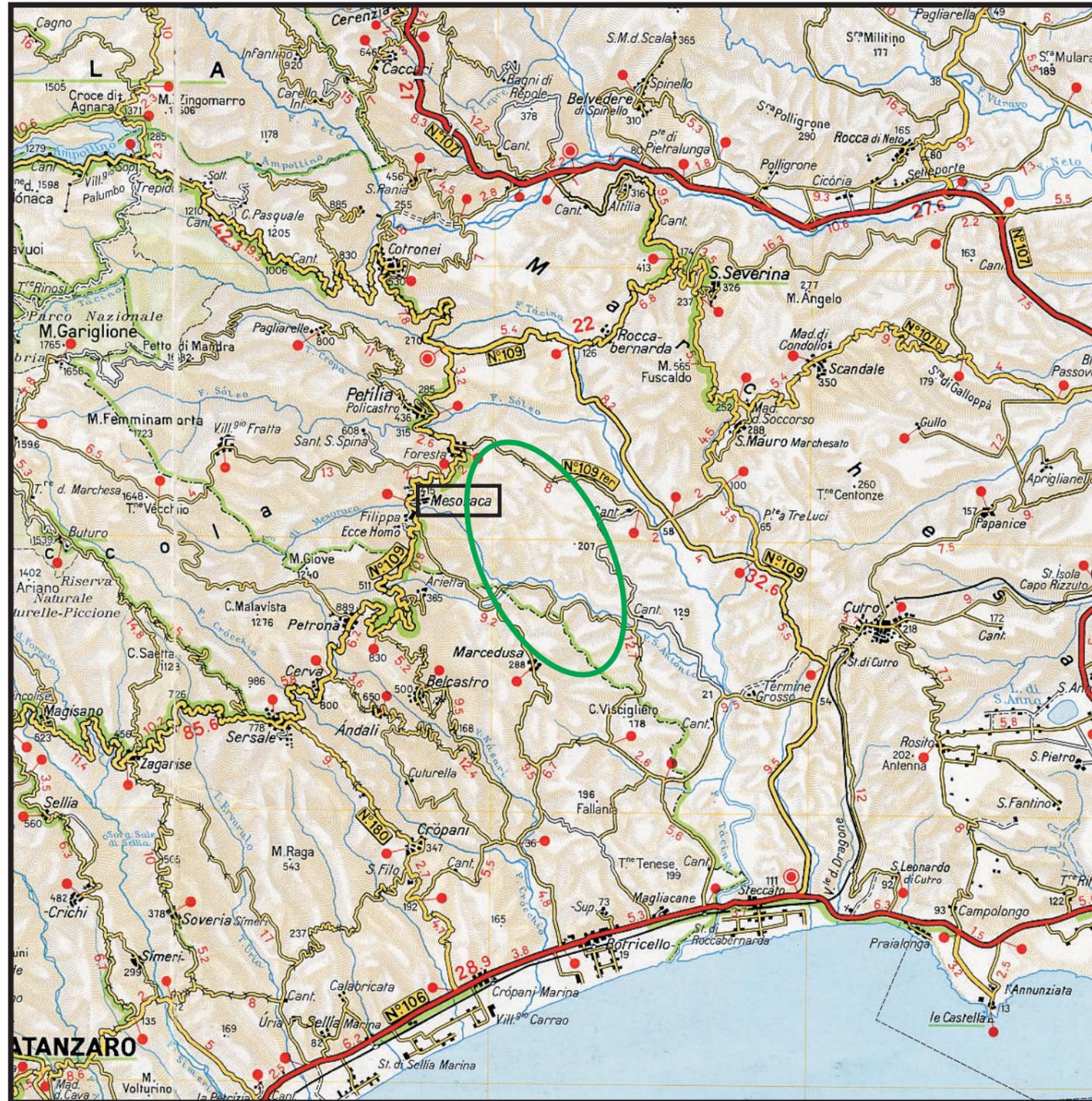
Figura

ALLEGATO 4

IMPIANTO EOLICO

Comune di
Mesoraca (KR)

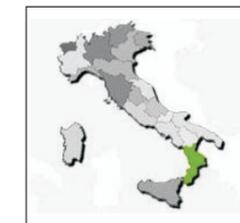
Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



 Ubicazione del sito



Regione: CALABRIA

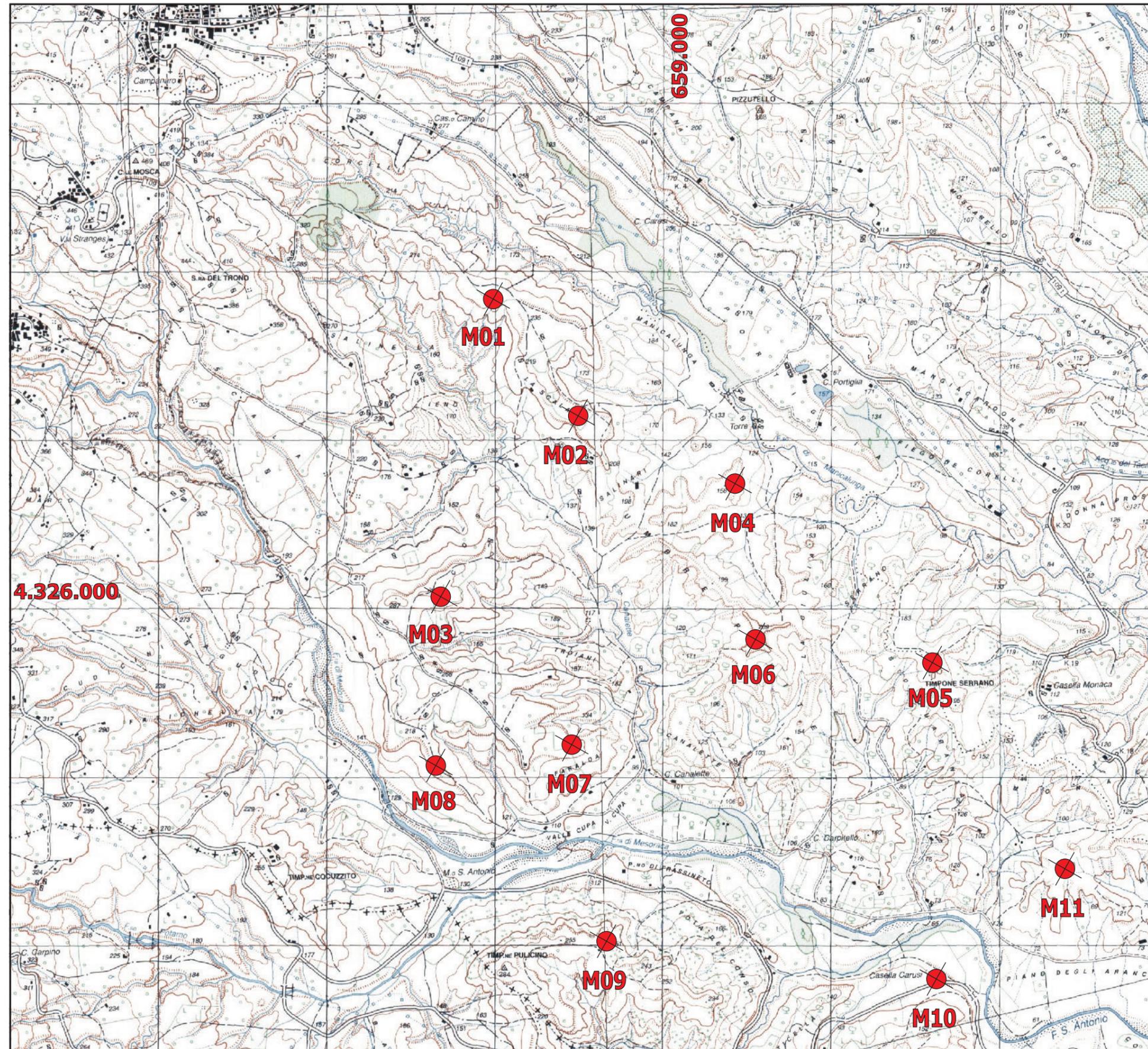
Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume SUD 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.



IMPIANTO EOLICO

Comune di Mesoraca (KR)

Ubicazione degli aerogeneratori



LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
SERSALE 237 II SO
MARCEDUSA 237 II SE

Scala 1:25.000



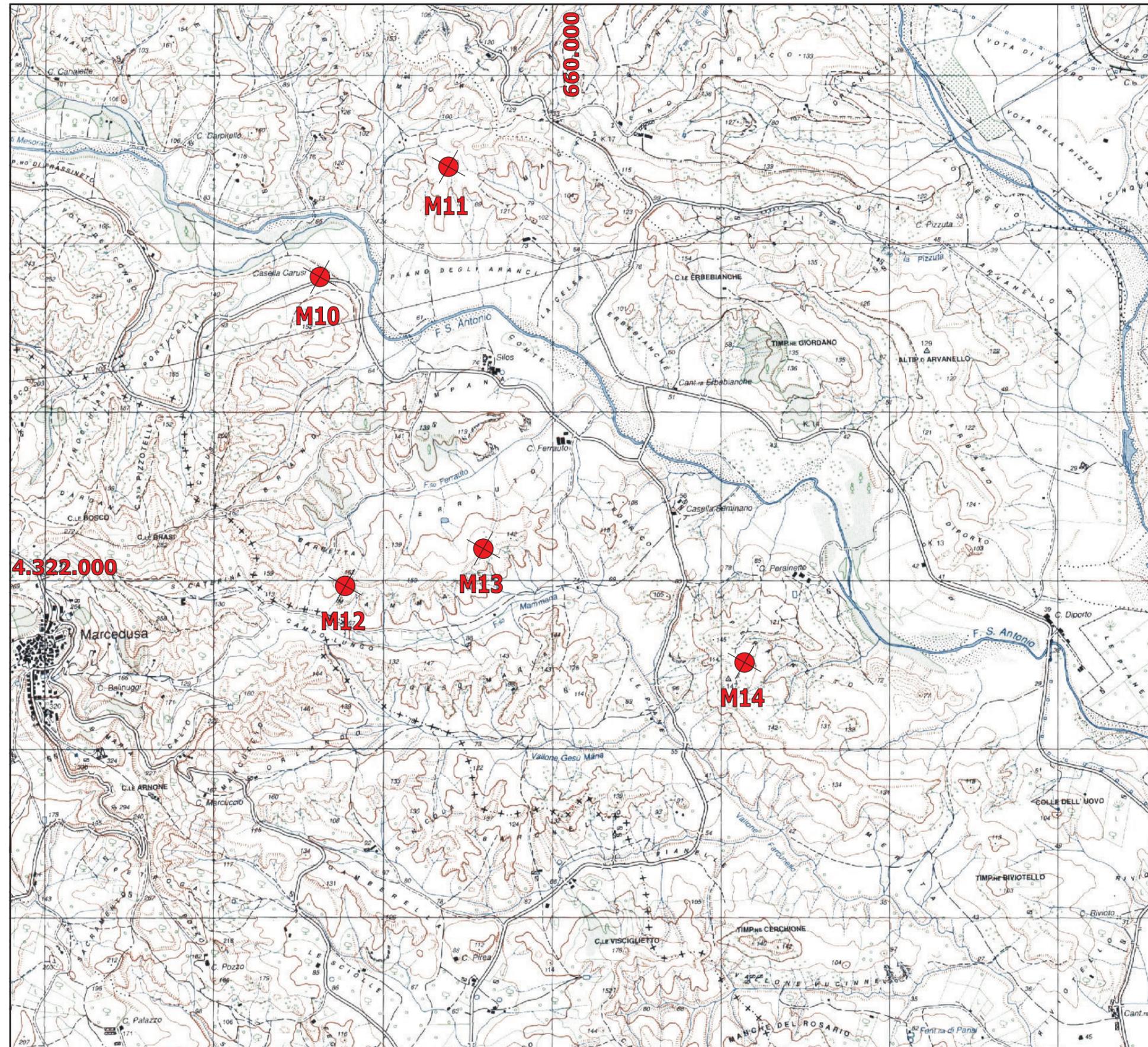
Regione: CALABRIA



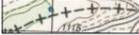
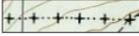
IMPIANTO EOLICO

Comune di Mesoraca (KR)

Ubicazione degli aerogeneratori



LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
SERSALE 237 II SO
MARCEDUSA 237 II SE

Scala 1:25.000



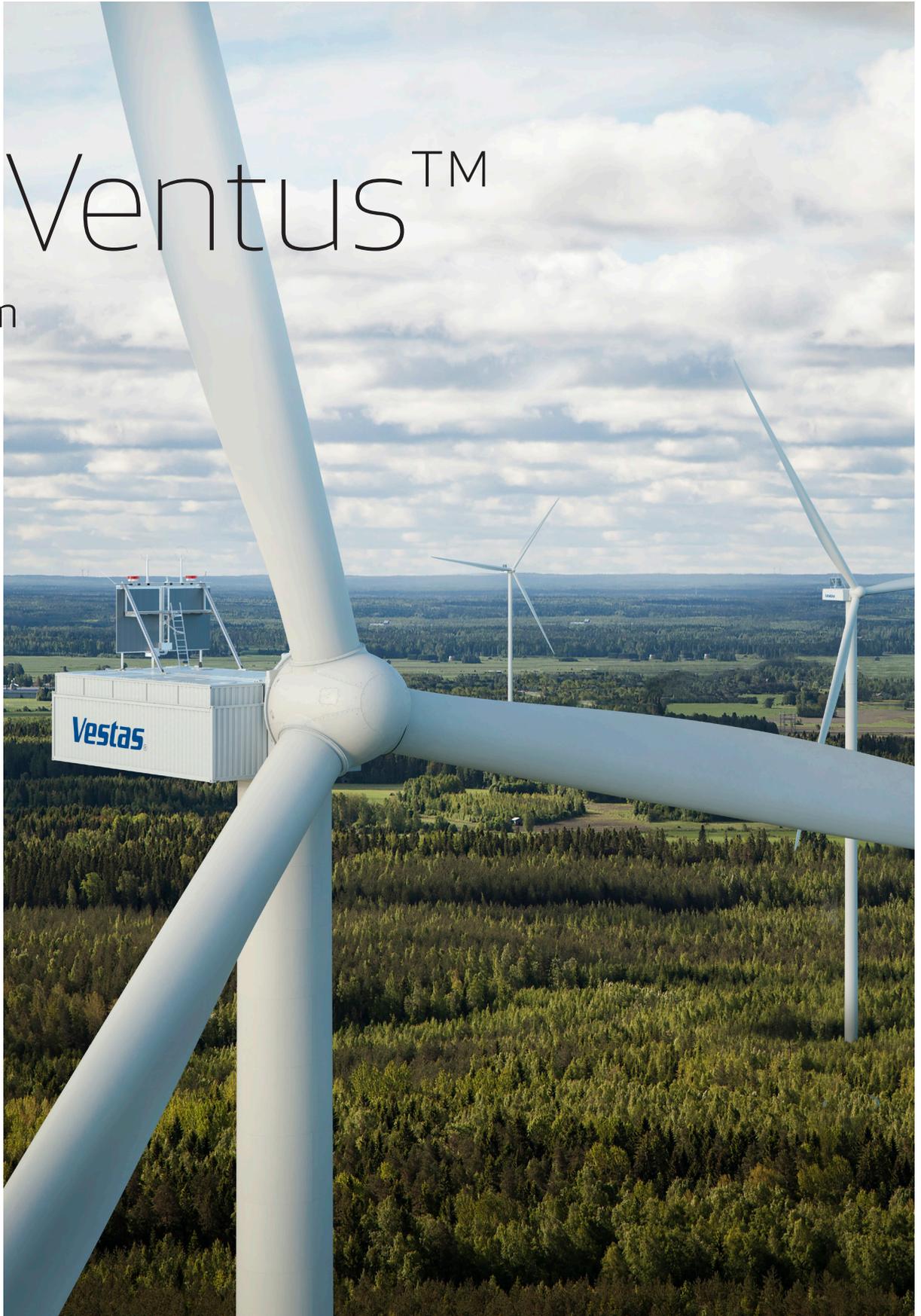
Regione: CALABRIA



ALLEGATO 5

EnVentus™

platform



The foundation for the future of wind

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

Market opportunities

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

Customised to maximise

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

On the shoulders of giants

EnVentus™ is the realisation of a vision to connect the best engineering from Vestas. Building on more than 177 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued leadership. Using technology and experience from both on- and offshore, the EnVentus™ platform architecture combines advanced proven system designs that deliver innovation.

By connecting advanced modular design with more than **177 GW** of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.





Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 177 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.



We know wind

Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site. We have the largest installed capacity in the industry and currently monitor over 49,000 turbines across the globe:

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

Monitored turbines across the globe:

49,000

Proven technology

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

System efficiency

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

Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular

Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ turbine blades are the result of incremental improvements to proven technical solutions. All EnVentus™ turbines feature slender profile and pre-bent blades, optimised for weight through application of carbon pultrusion material and a structural shell blade design, enabling the optimisation of the structural loads while increasing the rotor sizes. Vestas' most advanced aerofoil design ensures high aerodynamic performance and excellent sound power levels.

Tested to the limit

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

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

Maximised site potential

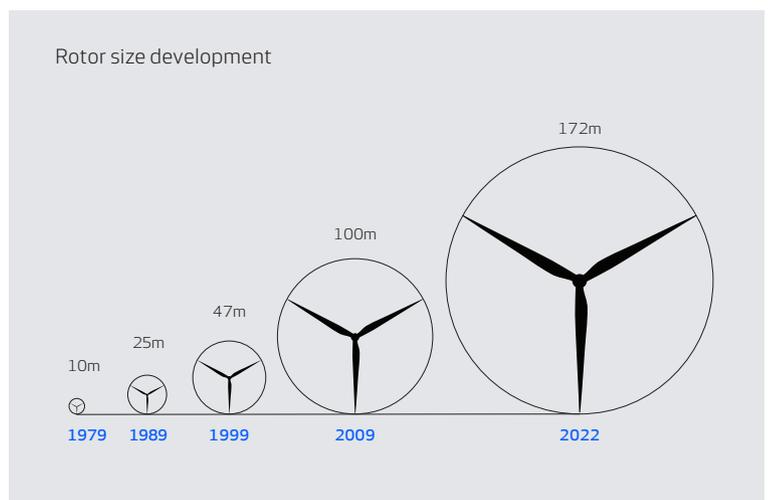
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

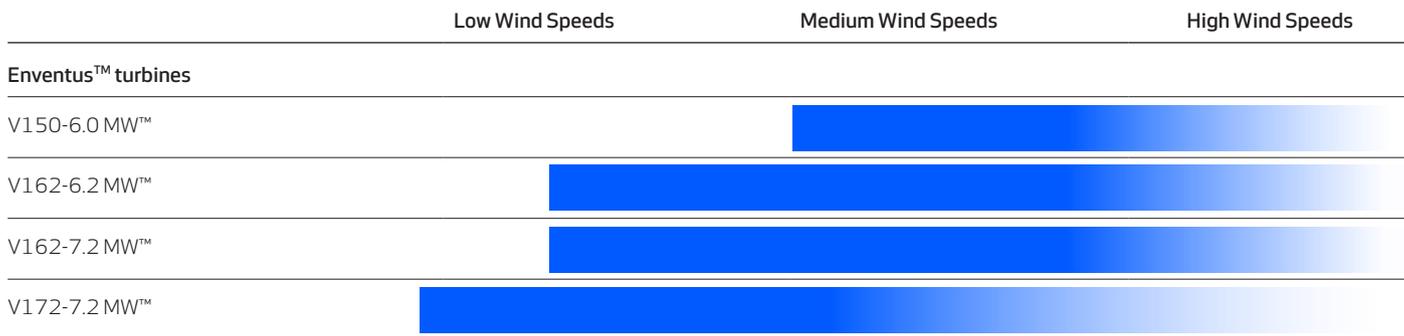
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance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

Business case flexibility

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



*Depending on site specific conditions.



Options available for the EnVentus™ platform:

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

V150-6.0 MW™

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

V162-6.2 MW™

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

V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot climates is enabled through the optional larger

CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.

All of Vestas

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

The knowledge to control

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





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

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

Advanced monitoring and real-time plant control

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

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

Condition monitoring and maintenance

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

Vestas Condition Monitoring Solution (CMS) enables to predict the failure of components by analysing vibration signals, preventing major equipment damages and enabling to optimise the service planning according to the energy production and weather conditions. Additionally, Vestas' Active Output Management® (AOM) provides detailed plans and long-term agreements for maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining turbine technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment.



Vestas' transparency
towards [Sustainability](#)



g/kWh

5.6-7.1
1086

CO₂ comparison between
the EnVentus™ platform
and a coal power plant



Energy neutral

5.9 - 7.4
months of operation



Energy return

32 - 41
times



Recyclability rate

84%-
87%



Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

Vestas Sustainability

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

Life Cycle Assessments (LCA)

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

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

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

V150-6.0 MW™ IEC S

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

Turbine options

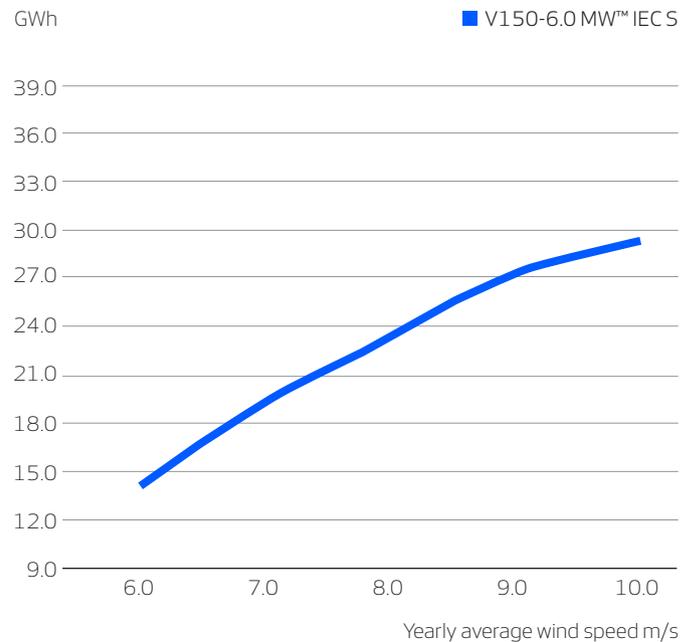
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

Sustainability

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

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

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

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

Turbine options

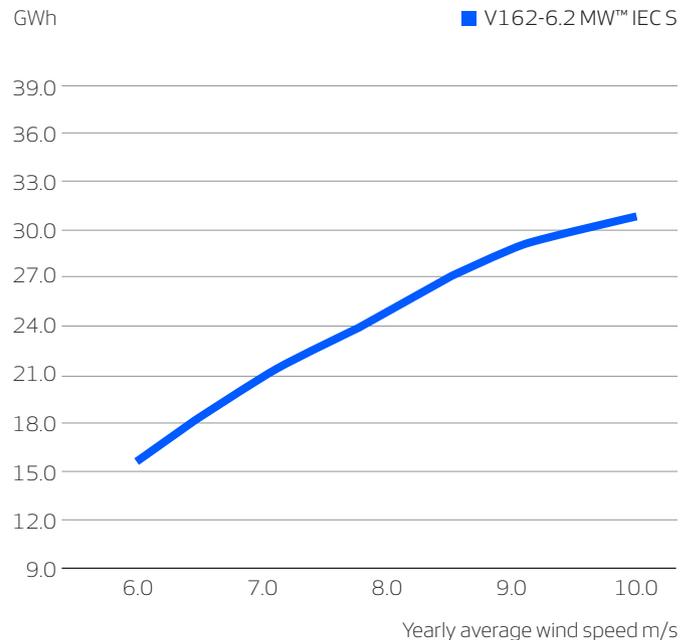
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System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

Sustainability

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

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

Annual energy production



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

V162-7.2 MW™ IEC S

Power regulation Pitch regulated with variable speed

Operating data

Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	

* High Wind Operation available as standard

Sound power

Maximum	105.5dB(A)*
---------	-------------

* Sound Optimised Modes available dependent on site and country

Rotor

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

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages
------	----------------------

Tower

Hub heights	119m (IEC S/DIBt S)
	138m (IEC S)
	169m (IEC S)*
	169m ((DIBt S))

* Includes 3m raised foundation

Turbine options

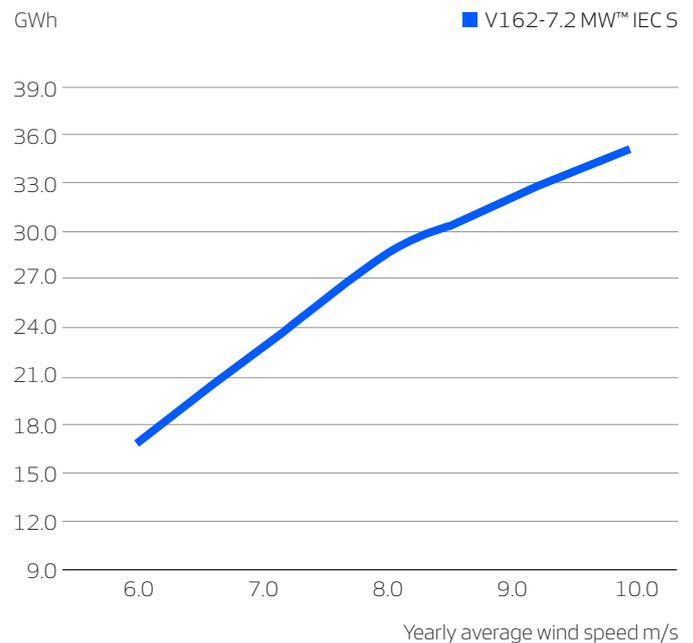
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Sustainability

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

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

Annual energy production



Assumptions

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

V172-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	106.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights*	114m (IEC S)** 150m (IEC S)** 164m (DIBt) 166m (IEC S) 175m (DIBt) 199m (DIBt)
*Site specific towers available on request **Preliminary	

Turbine options

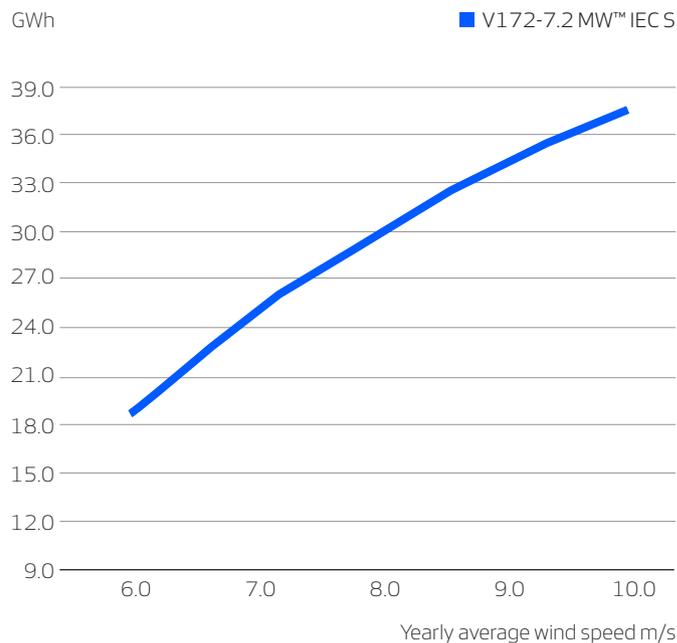
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Sustainability

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

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

Annual energy production



Assumptions

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

