

REGIONE
BASILICATA



Comune
FORENZA



Comune
PALAZZO
SAN GERVASIO



Provincia
POTENZA



**PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 7 AEROGENERATORI E
DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

STUDIO ANEMOLOGICO

ELABORATO

A.5

PROPONENTE:



SKI W A9 s.r.l.

via Caradosso n.9
Milano 20123
P.Iva 12655800964
skiwa9@unapec.it

PROGETTO E SIA:



ATECH srl

Via Caduti di Nassirya, 55
70124- Bari (BA)
pec: atechsrl@legalmail.it
Ing. Alessandro Antezza

Il DIRETTORE TECNICO
Ing. Orazio Tricarico



SOLARITES s.r.l.

piazza V.Emanuele II n.14
Ceva (CN) 12073

CONSULENZA:

EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	Dicembre 2023	B.C.C	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto Definitivo

Impianto eolico nel Comune di Forenza (PZ)

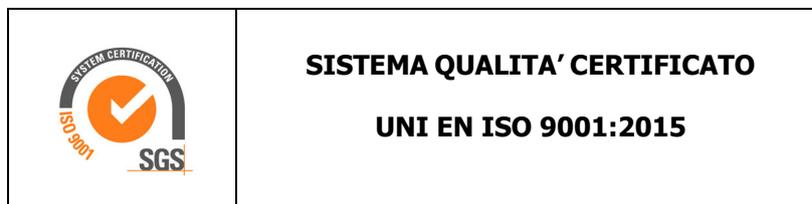
Regione Basilicata

Studio anemologico e preliminare Valutazione della Produzione Eolica attesa

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	NOVEMBRE	2023	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Gaioni</i>
					APPROVAZIONE C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione Off. TG_274_BS_2023_Rev1 del 26/11/2023 e successivi accordi				

**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	DATI DI VENTO	5
3	LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	6
4	AEROGENERATORE	8
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	9
6	VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)	9
7	MODELLO DI CALCOLO	12
8	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	12
9	VERIFICHE SUL MODELLO	13
9.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	13
9.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	16
9.3	Analisi di micrositing	17
10	PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	18
11	PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE D'IMPIANTO	19
12	VERIFICA REQUISITI MINIMI PIEAR (1.2.1.3).....	21
13	CONCLUSIONI	22

✓ **Allegato 1: Tavole**

✓ **Allegato 2: Brochure aerogeneratore di progetto**

✓ **Allegato A: Risultati dell'indagine anemometrica e valutazione della ventosità di lungo periodo**

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 **SKI W A9 S.r.l.**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico sito nel territorio comunale di Forenza, nella Provincia di Potenza, Regione Basilicata. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, nel proseguo denominata Riferimento 1 (RIF1), suffragata da confronti e verifiche con dati di una stazione storica più prossima all'area di interesse, Riferimento 2 (RIF2), ricadente in Forenza, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quella della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e ben rappresentativa del sito in oggetto.

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

1. Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili (RIF1 e RIF2)
2. Valutazione della ventosità di lungo periodo (RIF2)
3. Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
4. Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP
5. Valutazioni della produzione annua di lungo periodo attesa dall'impianto lorda ed al netto delle perdite stimate ($P_{50\%}$)
6. Verifica del rispetto dei requisiti minimi anemologici e di producibilità, richiesti dalla normativa regionale

La presente relazione è completata dall'**Allegato A**, riguardante l'analisi dei dati raccolti con la stazione RIF1 utilizzata per le valutazioni e che soddisfa i requisiti temporali richiesti dalla normativa regionale.

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 DATI DI VENTO

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono stati utilizzati i dati di una stazione anemometrica tutt'oggi attiva, denominata Riferimento 1 mentre, per verifica, è stata impiegata anche un'altra serie più prossima all'area del sito d'interesse e ricadente nel comune di Forenza, con dati, per un periodo, contemporanei a RIF1, nella disponibilità di Tecnogaia per verifiche interne. Alla serie di dati aggiuntiva, come detto, è stato attribuito il codice RIF2, la descrizione Riferimento 2 e le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stessa:

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Inizio	Fine	
Riferimento 2	RIF2	Aprile 1998	Dicembre 2003	67.9

Stazione anemometrica	H torre	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	M	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF2_1Y	15	99.8	7.07	482	7.8	1.67

Si segnala che, al fine di ulteriore verifica della coerenza delle serie di dati impiegate, è stato svolto un ulteriore confronto tra la stazione Riferimento 1 ed altre stazioni d'area prossime a Riferimento 2, con buoni risultati, a suffragare la bontà della rappresentatività della risorsa da parte delle stazioni anemometriche scelte per il sito d'interesse.

I processi di analisi dei dati anemometrici disponibili di Riferimento 1, di validazione e di loro successiva elaborazione, per il periodo di circa un anno preso a riferimento, sono ampiamente illustrati nell'**Allegato A**, cui bisogna riferirsi per approfondimenti e verifiche. Relativamente alle simulazioni con modello è stata invece utilizzata l'intera serie di dati disponibili, di oltre 20 anni. Infatti, tale stazione può essere definita storica ed il suo valore medio annuo misurato valido anche per il lungo periodo.

Per quanto attiene invece alla seconda stazione presa in considerazione, essa è stata sottoposta al processo di storicizzazione. Al termine sono state prese le opportune decisioni per determinarne i valori medi annui storici, come dettagliato al Capitolo 6.

Le tabelle di seguito, riportando alcuni dati sulla stazione anemometrica RIF1 e sull'elaborazione dei dati raccolti, riassumono il contenuto del monitoraggio anemometrico della stessa:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre s.l.s.	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
			Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1	RIF1	15	40° 42' N	15° 28' E	870

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1_1Y	01/01/2022	31/12/2022	12.0

3 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

Il sito in oggetto si trova nel Comune di Forenza, in Provincia di Potenza, nella parte Nord della Regione Basilicata.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area collinare. La ventosità predominante sia di frequenza che energetica, risulta proveniente dal settore Nord-NordEst.

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

- Altitudine media: **570 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo del terreno: **pascolo / seminativo**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate sette postazioni per aerogeneratori di grande taglia in punti aventi una buona esposizione; per esse non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nella tabella sottostante viene fornito il layout dell'impianto, sulla base delle indicazioni di progetto ricevute dal Committente, con le coordinate riportate, rispettivamente, nei sistemi UTM WGS84 e UTM ED50.

Turbina	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		FUSO
		Long. E	Lat. N	Long. E	Lat. N	
WTG01	643	574,926	4,523,231	574,999	4,523,419	33 / Est
WTG02	676	575,505	4,522,419	575,578	4,522,607	
WTG03	607	575,650	4,523,105	575,722	4,523,293	
WTG04	594	576,517	4,522,876	576,589	4,523,064	
WTG05	511	577,402	4,522,936	577,475	4,523,124	
WTG06	499	576,856	4,523,692	576,929	4,523,880	
WTG07	457	577,973	4,523,455	578,046	4,523,643	

Nelle **Tavole** dell'**Allegato 1** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e, con maggior dettaglio, su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Dalla tabella sottostante si evidenzia che le inter-distanze tra gli aerogeneratori dell'impianto sono sempre oltre i 700m, i quali, riferiti alla turbina di progetto, risultano essere ben oltre i 3 diametri apice pala da ognuna delle 7 macchine previste.

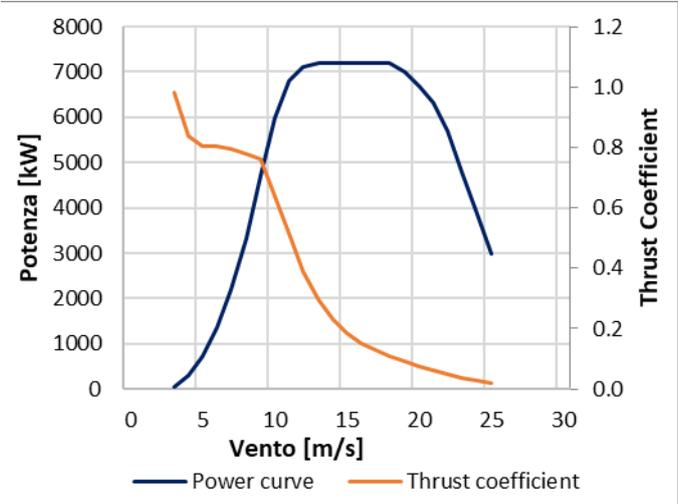
Inter-D	WTG01	WTG02	WTG03	WTG04	WTG05	WTG06	WTG07
WTG01		997	735	1,630	2,493	1,984	3,055
WTG02	5.8		701	1,110	1,966	1,856	2,677
WTG03	4.3	4.1		897	1,760	1,341	2,349
WTG04	9.5	6.5	5.2		887	884	1,567
WTG05	14.5	11.4	10.2	5.2		933	772
WTG06	11.5	10.8	7.8	5.1	5.4		1,142
WTG07	17.8	15.6	13.7	9.1	4.5	6.6	

4 AEROGENERATORE

Per la valutazione di producibilità è stato indicato l'aerogeneratore Vestas V172 con potenza pari a 7.2 MW. La curva di potenza utilizzata è quella calcolata alla densità dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente alla quota del mare (0 m s.l.m.). Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo sia la curva di potenza (P) che la rispettiva curva di spinta (Ct), utile per la determinazione delle perdite per effetto scia.

Costruttore	Modello	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]
Vestas	V172	7.2 MW	172.0	114.0

Turbina		VESTAS V172 7.2 MW		Diametro	172.0
Altezza di mozzo		114.0 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient			
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	41	0.980			
4	291	0.836			
5	719	0.805			
6	1344	0.805			
7	2203	0.795			
8	3322	0.780			
9	4722	0.763			
10	5973	0.639			
11	6800	0.516			
12	7115	0.390			
13	7190	0.297			
14	7200	0.233			
15	7200	0.187			
16	7200	0.153			
17	7200	0.128			
18	7190	0.108			
19	7006	0.090			
20	6689	0.074			
21	6328	0.061			
22	5702	0.049			
23	4794	0.037			
24	3874	0.028			
25	2977	0.020			



5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato sulla stazione anemometrica RIF1 è sintetizzato nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H torre	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	15	12.0	99.5	4.81	221	5.07	1.28

Nell'**Allegato A** sono riportate informazioni di maggior dettaglio sull'analisi statistica dei dati rilevati dalla stazione, in particolare l'Allegato si compone dei seguenti documenti:

- **A1:** Raccolta della documentazione tecnica della stazione anemometrica
- **A2:** Tabelle delle disponibilità (giornaliera e mensile) dei dati anemometrici
- **A3:** Risultati delle elaborazioni statistiche dei dati anemometrici
- **A4:** Correlazioni velocità media giornaliera con RIF2

La misura a 15 m dal suolo presenta una disponibilità dati prossima al 100% per un periodo di misura di 12 mesi, in accordo alle normative regionali. I dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza si è deciso di utilizzare l'intera serie di dati per le valutazioni successive. Di seguito si riportano le tabelle complete delle statistiche principali.

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Inizio	Fine	
Riferimento 1	RIF1_T	Dicembre 2000	*** attiva ***	254

Stazione anemometrica	H torre	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	M	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1_T	15	90.6	5.27	309	5.36	1.17

6 VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Come detto, la stazione RIF2 è stata sottoposta ad un processo di storicizzazione. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo 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 a distanze tali 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 anemometrica di Riferimento 1.

Codice	Denominazione	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1_T	Riferimento 1	15	870	Dicembre 2000	*** attiva ***

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

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media giornaliera della stazione di "Riferimento 2" e della stazione storica di "Riferimento 1"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media giornaliera della serie di dati RIF2 con quelli della stazione storica RIF1_T
3. Storicizzazione dei dati della serie RIF2 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione con RIF1_T

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due stazioni ha dato esito positivo; l'entità del coefficiente di correlazione, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di stabilire se accettabile o meno 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 "Riferimento 1" (Cod. RIF1_T) a 15 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 2" a 15 m sls Cod. RIF2	Giornaliero	365	0.824	0.836	2.439	5.273	6.865	7.070	0.971

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 nelle stazioni di Riferimento 2
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata nelle stazioni di Riferimento 2
- **k storicizzazione** = Coefficiente di storicizzazione (rapporto tra la stima di velocità di lungo periodo e quella misurata)

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 2 è risultata superiore, con uno scostamento di circa 3 punti percentuali, rispetto a quella attesa sul lungo periodo.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di "Riferimento 2" a 15 m dal suolo, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **6.86 m/s**. Al codice della stazione verrà aggiunto il suffisso "_S" ad indicare l'avvenuto processo descritto.

La figura della correlazione descritta è parte integrante dell'**Allegato A**.

7 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.

8 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.

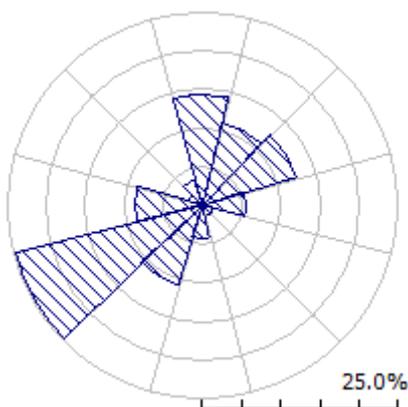
In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 1500 km², precisamente un rettangolo di 50x30 km, con curve di livello derivate sia da database NASA-DEM con passo di quota di 25 metri, sia da database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano) con passo di quota di 10 metri, verificate con la cartografia IGM nei dintorni del sito e delle stazioni utilizzate per la valutazione. Per la medesima area si è utilizzata la rugosità del terreno derivata dal database Corine Land 2018.

9 VERIFICHE SUL MODELLO

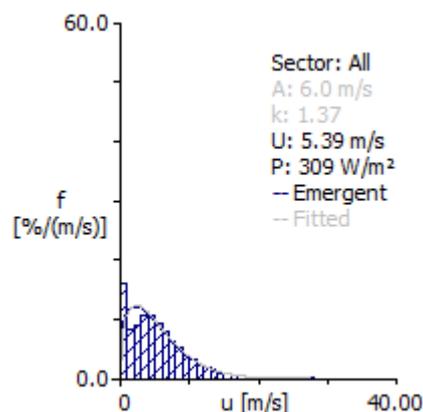
Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

9.1 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.



RIF1_T – Distribuzione della velocità del vento



RIF1_T – Rosa dei venti

Per la stazione, la distribuzione di Weibull dedotta dal modello di calcolo dai dati di input è riportata nella tabella seguente, dove:

- (A) velocità caratteristica V_c (m/s) della distribuzione di Weibull calcolata dal modello WAsP nel settore
- (k) fattore di forma k di tale distribuzione di Weibull
- (U) valore medio della velocità del vento in m/s per ciascun settore di direzione
- (P) potenza specifica in W/m^2 della vena fluida nel settore di direzione
- (f) frequenza percentuale di occorrenze nel settore (per mille and per cent)

Site description: RIFERIMENTO 1

-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	5.18	5.35	+3.18%
Mean power density	W/m ²	304	304	-

-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	6.6	5.4	3.7	2.7	1.0	1.1	3.6	4.9	9.2	7.7	2.0	4.3
k	1.91	1.63	1.34	1.18	0.73	0.82	1.70	1.62	1.81	1.62	1.00	1.42
U	5.90	4.88	3.37	2.51	1.25	1.23	3.20	4.36	8.20	6.93	1.96	3.95
P	252	172	76	40	19	12	46	123	718	499	27	111
f	14.5	10.8	11.1	4.9	1.9	1.9	4.7	11.1	24.6	8.1	2.4	4.0

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	89	135	166	308	642	631	267	125	55	151	498	303	162
2.0	36	92	186	214	175	171	115	80	32	53	139	84	86
3.0	56	101	183	166	76	91	137	126	43	58	125	83	93
4.0	106	127	146	122	41	44	163	179	58	68	89	110	107
5.0	139	127	102	73	24	25	153	175	68	74	61	117	105
6.0	139	106	69	45	17	15	96	132	85	82	36	98	93
7.0	120	86	51	31	13	9	37	72	97	87	24	68	78
8.0	93	67	36	17	5	7	14	37	98	82	13	45	63
9.0	67	51	25	10	2	3	7	23	90	72	8	31	51
10.0	49	37	14	6	1	2	4	15	77	62	4	21	40
11.0	34	26	8	3	1	1	3	10	64	50	2	14	30
12.0	24	18	5	1	0	0	2	8	50	38	1	10	23
13.0	17	12	3	1	0	0	1	5	41	30	1	7	17
14.0	11	7	2	1	0	0	1	4	32	23	0	5	13
15.0	8	4	1	0	0	0	0	3	24	17	0	3	9
16.0	4	2	1	0	0	0	0	2	20	13	0	1	7
17.0	3	2	0	0	0	0	0	1	15	10	0	1	5
18.0	2	0	0	0	0	0	0	1	12	8	0	0	4
19.0	1	0	0	0	0	0	0	1	10	6	0	0	3
20.0	1	0	0	0	0	0	0	0	8	4	0	0	2
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	4	0	0	2
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	0	1
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	1
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

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

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

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

In alto, nella prima parte della tabella precedente, vengono messi a confronto i parametri sperimentali (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Di seguito i parametri sperimentali 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).

Codice stazione	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy
RIF1_T	Mean wind speed	m/s	5.18	5.35	+3.18%
	Mean power density	W/m ²	304	304	-

Le discrepanze riscontrate in questa verifica denotano la tendenza del modello a sovrastimare in modo sensibile nel punto spaziale dell'anemometro i parametri di ventosità, mentre quelli relativi all'energia, ovvero quelli che influiscono maggiormente sulla stima di produzione, sono praticamente della stessa entità. Le differenze riscontrate nel primo caso potrebbero essere dovute ad una diversa interpretazione dei parametri di weibull da parte del modello di calcolo rispetto a quelli sperimentali.

Pur con i limiti emersi, si può comunque ritenere soddisfacente la verifica per RIF1_T.

È stata altresì svolta la medesima verifica per l'altra serie di dati: RIF2_S.

Codice stazione	-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy
RIF2_S	Mean wind speed	m/s	6.86	6.72	-2.08%
	Mean power density	W/m ²	441	442	+0.23%

Codice stazione	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy
RIF2_S	Mean wind speed	m/s	6.86	6.76	-1.48%
	Mean power density	W/m ²	441	448	+1.56%

Per Riferimento 2 le discrepanze emerse in entrambe le verifiche evidenziano una sottostima dei parametri di ventosità, affiancati però da una leggera sovrastima dei parametri relativi all'energia. Entrambi gli scostamenti sono da ritenersi all'interno dell'incertezza dei processi attuati.

Il modello di calcolo interpreta con diversi livelli di sensibilità i vari punti del territorio, in particolare quando ha un'orografia complessa, fattore di cui si dovrà tenere conto in un'eventuale futura analisi delle incertezze dei processi svolti.

9.2 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 delle approssimazioni che il modello introduce nella stima di tale parametro rispetto a quello sperimentale registrato sulla verticale della stazione.

Nel caso specifico, non disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione Riferimento 1, il confronto deve necessariamente essere svolto tra i valori di alfa stimati da WAsP e quelli normalmente attesi in relazione alla morfologia del sito che circonda la stazione anemometrica. Nel caso specifico, è lecito attendersi un gradiente al suolo di medio-bassa entità, compreso tra 0.10 e 0.15.

La verifica viene effettuata sull'altezza di mozzo di 114.0 m.

Codice stazione	Dati stimati da WAsP all'altezza di misura e del mozzo della macchina				
	Altezza Misura	Vmed	Altezza mozzo	Velocità media	Gradiente al suolo
	(m)	(m/s)	(m)	(m/s)	alfa
RIF1_T	15	5.35	114.0	7.06	0.14

Il gradiente al suolo stimato dal modello di calcolo è abbastanza in linea con quello atteso. Alla luce di questa verifica, in virtù di una sostanziale coerenza tra i valori di gradiente atteso e stimato, si ritiene corretto estrapolare la serie di dati misurata da RIF1_T alla maggiore altezza del mozzo, utilizzando il valore di gradiente del modello di calcolo.

Anche per Riferimento 2 non si dispone di un gradiente misurato ed è lecito attendersi un valore di alfa di bassa entità compreso tra 0.05 e 0.10. La verifica a 114 m ha i seguenti risultati:

Codice stazione	Dati stimati da WAsP all'altezza di misura e del mozzo della macchina				
	Altezza Misura	Vmed	Altezza mozzo	Velocità media	Gradiente al suolo
	(m)	(m/s)	(m)	(m/s)	alfa
RIF2_S	15	6.76	114.0	7.23	0.03

Il gradiente al suolo stimato dal modello di calcolo è minore di quanto ipotizzato. Adottando un approccio un approccio cautelativo si ritiene preferibile estrapolare la serie di dati misurata da RIF2_S alla maggiore altezza del mozzo utilizzando il valore di gradiente del modello di calcolo. Successive

elaborazioni con altre serie di dati, sempre appartenenti a stazioni poste nell'area di interesse e le cui misure sono utilizzabili da Tecnogaia per usi interni, hanno confermato la bontà delle scelte intraprese.

9.3 Analisi di micrositing

Quando per valutare 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.

Nel caso specifico si dispone di due serie di dati, una già storica e l'altra opportunamente storicizzata, appartenenti ad altrettante stazioni di riferimento. Nello specifico, per esse verrà utilizzato l'unico sensore disponibile, posto a 15 m dal livello del suolo.

La verifica consiste nel rapportare le velocità medie del vento misurate a quelle stimate da WAsP all'interno del modello virtuale nello stesso punto degli anemometri andando ad analizzare il confronto tra la stazione utilizzata volta per volta per calcolare il campo di vento "atlas" ed i dati relativi alle rispettive stazioni ed altezze dal suolo.

Si evidenzia che solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre sono normalmente più elevati quando la stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, in proporzione alla distanza e all'orografia del territorio intercorrente.

In questa simulazione gli errori commessi non sono contenuti ma possono essere ritenuti accettabili in considerazione delle distanze (tra le stazioni) e della complessità territoriale (orografia). Inoltre, le discrepanze emerse hanno segni opposti e, potrebbero, nel limite del possibile, andare a compensare eventuali sottostime con le corrispondenti eventuali sovrastime. Questo aspetto va in qualche misura a confermare le valutazioni intraprese nella scelta del gradiente da utilizzare per l'estrapolazione stessa.

Considerando quanto sopra, risulterà quindi opportuno impiegare tutte e due le stazioni per stimare la ventosità al mozzo delle turbine, e quindi la loro produzione attesa, utilizzando un metodo che è detto della "media pesata" e che tiene conto del contributo di ciascuna stazione in funzione della distanza e dell'errore come sopra determinato.

Va comunque sottolineata che la difficoltà del modello di calcolo ad interpretare la ventosità nei diversi punti del territorio analizzato, è un fattore che comporterà un aumento nelle incertezze sia legate ai parametri di ventosità che associate al modello di calcolo, incertezze, i cui effetti sulle stime di produzione però, tendono ad essere mitigate dall'approccio cautelativo del presente studio preliminare, atto a valutare la ragionevole sostenibilità del progetto in autorizzazione.

10 PRODUCIBILITÀ FLUIDODINAMICA O LORDA DELL'IMPIANTO

La producibilità fluidodinamica o lorda dell'impianto è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore indicato dal Committente e raffigurato al Capitolo 4. Tale producibilità è stata ottenuta tramite due simulazioni, con altrettante serie di dati, Riferimento 1 e Riferimento 2, le cui serie sono state, quando necessario, storicizzate, e successivamente estrapolate all'altezza di mozzo, secondo quanto indicato al capitolo precedente. I risultati sono stati poi mediati, 'pesando' il contributo degli stessi rispetto alla distanza delle stazioni e alla risposta di quest'ultime rispetto al modello (vedi micrositing).

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

Turbina	Coordinate UTM WGS84 Fuso 33		Elev. [m]	HH [m]	Vmed [m/s]	Producibilità Lorda [MWh]	Ore [anno]	Verifica I.D.V. [≥0.15]
	ID	X [m]						
WTG01	574,926	4,523,231	643	114.0	6.09	18,564	2578	0.17
WTG02	575,505	4,522,419	676	114.0	6.52	21,261	2953	0.20
WTG03	575,650	4,523,105	607	114.0	6.16	19,025	2642	0.18
WTG04	576,517	4,522,876	594	114.0	6.47	21,008	2918	0.20
WTG05	577,402	4,522,936	511	114.0	6.02	18,193	2527	0.17
WTG06	576,856	4,523,692	499	114.0	5.73	16,189	2249	0.15
WTG07	577,973	4,523,455	457	114.0	5.63	15,607	2168	0.15
MEDIE			569	114.0	6.09	18,550	2576	0.17
TOTALI						129,848		

11 PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE D'IMPIANTO

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 V172	114.0	7.2	7	50.4	129,848	2576

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 V172
Interferenze aerogeneratori	-5.33%
Densità aria (alla densità di 1.147 Kg/m ³)	-4.5%
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	-16.7%

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 V172	7.2	7	114.0	50.4	108,104	2145

12 VERIFICA REQUISITI MINIMI PIEAR (1.2.1.3)

Nella tabella di cui nel seguito si riportano i risultati delle attività di verifica dei requisiti tecnici minimi richiesti dalla Regione per la realizzazione di un impianto eolico in Basilicata.

- Per la determinazione della velocità media annuale del vento a 25 m dal suolo si faccia riferimento al Capitolo 7 dell'**Allegato A**
- Per le ore equivalenti di funzionamento si faccia riferimento alla produzione attesa al Capitolo 10
- Per la densità volumetrica è stata applicata la formula indicata, considerando:
 - Energia media annua prodotta in ogni punto turbina come sopra determinata
 - Diametro di 172.0 m
 - Altezza totale dell'aerogeneratore (apice pala) pari a 200.0 m essendo l'altezza da terra del mozzo di 114.0 m ed il raggio del rotore pari a 86.0 m

Identificativo della Norma	Requisito tecnico	Valore soglia	Valore di verifica	Esito
a.	Velocità media annua a 25 m dal suolo	≥ 4 m/s	4.44 m/s	Positivo
b.	Ore equivalenti di funzionamento (MWh/MW) considerando: Potenza impianto 50.4 MW Energia prodotta 129,848 MWh/anno	≥ 2000 h/anno	2440 h/anno	Positivo
c.	Densità volumetrica di energia annua unitaria (kWh/(anno·m ³)) considerando: Energia prodotta 18,550 MWh/anno H mozzo 114.0 m D rotore 172.0 m	≥ 0.15	≥ 0.15 per ogni aerogeneratore	Positivo
d.	Numero di aerogeneratori	≤ 30	7	Positivo

Per i punti b. e c., il superamento della soglia macchina per macchina è riportato nella tabella al Capitolo 10.

13 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati di valutazione della produzione attesa dall'impianto eolico in progetto nel territorio comunale di Forenza (PZ).

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso due serie di dati anemometrici appartenenti ad altrettante stazioni di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante.

La serie di dati di Riferimento 1, le cui caratteristiche soddisfano i requisiti temporali richiesti dalla normativa regionale, è stata ampiamente analizzata nell'**Allegato A** del presente studio. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con un'ulteriore stazione posta in un punto più prossimo al sito considerato (Riferimento 2).

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

Come evidenziato nei precedenti capitoli, in una fase successiva all'ottenimento del titolo abilitativo sarebbe auspicabile uno studio più approfondito che, tra le altre cose, valuti le incertezze dei processi e delle metodologie applicati.

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.

In particolare, nell'ambito delle richieste della normativa regionale in tema di autorizzazioni, detto valore è stato fissato in 2000 ore annue equivalenti, ampiamente superate nel caso considerato, utilizzando il modello di aerogeneratore ipotizzato.

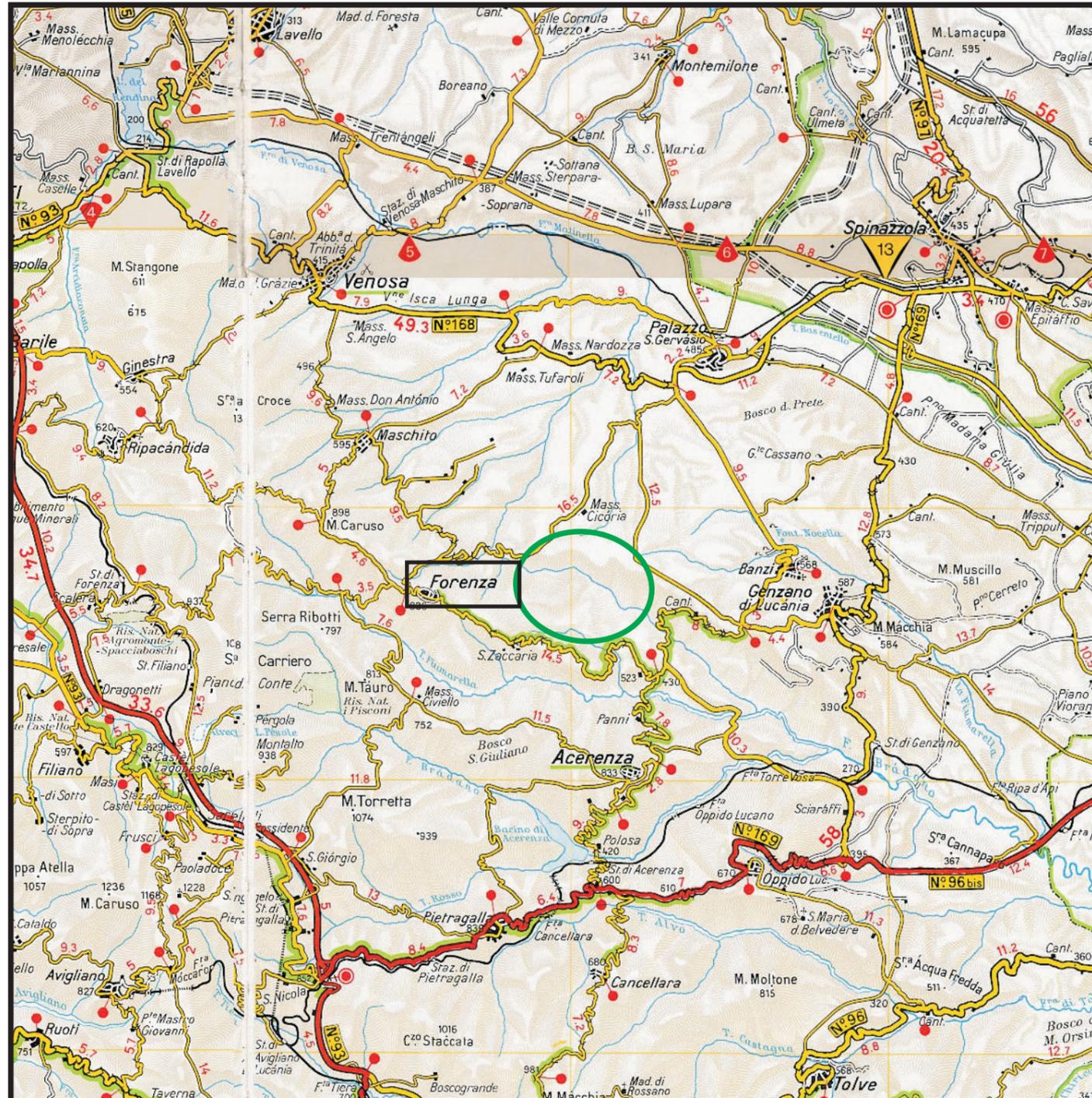
La medesima normativa fissa altri requisiti tecnici minimi che questo studio ha consentito di verificare con esito positivo.

ALLEGATO 1

SITO EOLICO

Comune di Forenza (PZ)

Ubicazione geografica del sito



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

Scala 1:200.000



 Ubicazione del sito



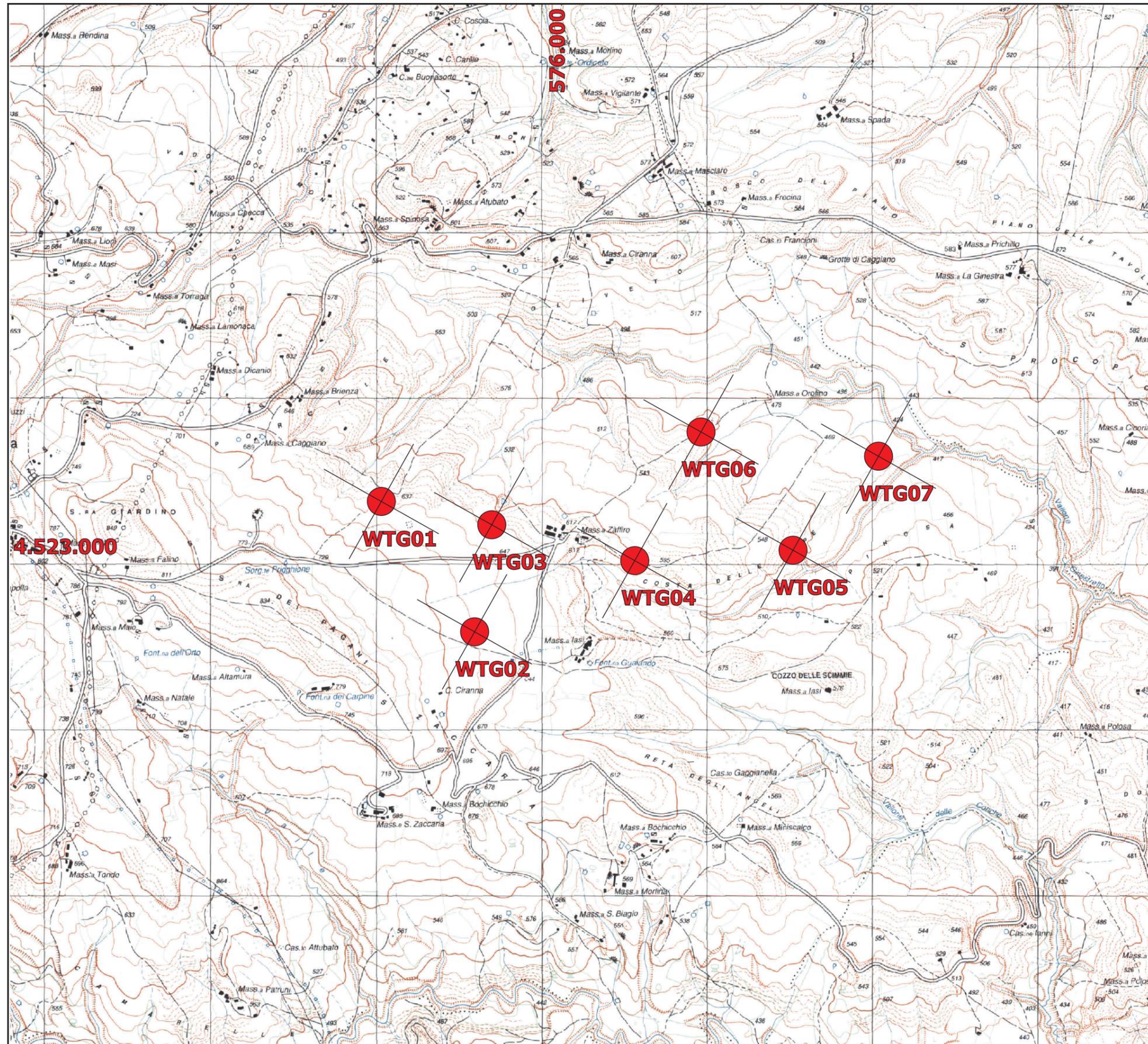
Regione: BASILICATA



IMPIANTO EOLICO

Comune di Forenza (PZ)

Ubicazione degli Aerogeneratori

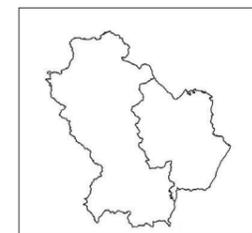


LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
FORENZA 187 I SE

Scala 1:25.000



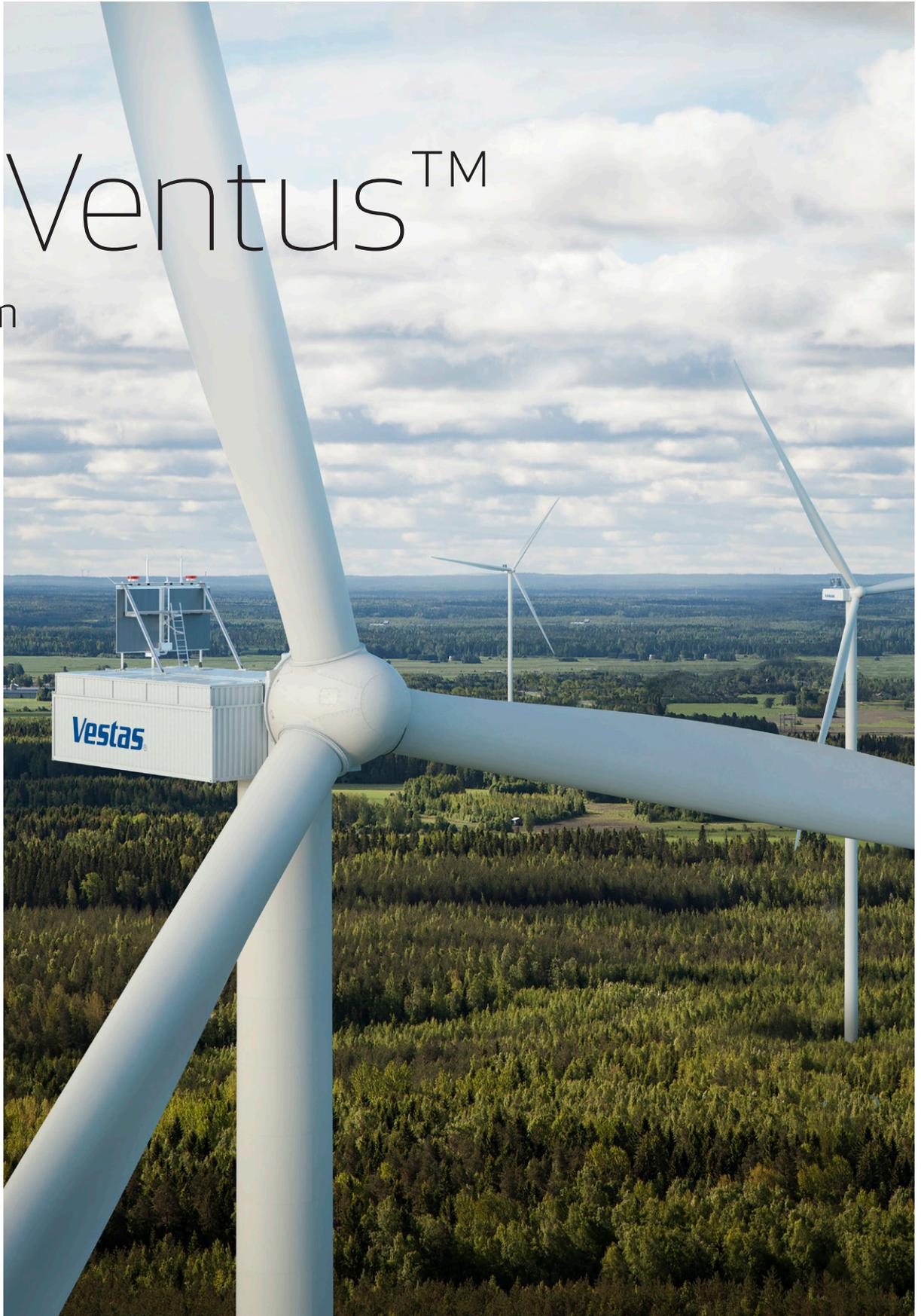
Regione: BASILICATA



ALLEGATO 2

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 173 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 **173 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 173 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 48,000 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:

48,000

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

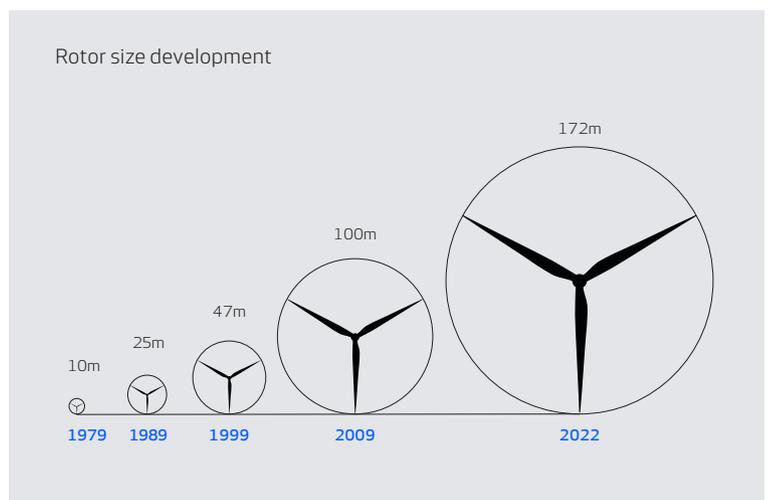
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

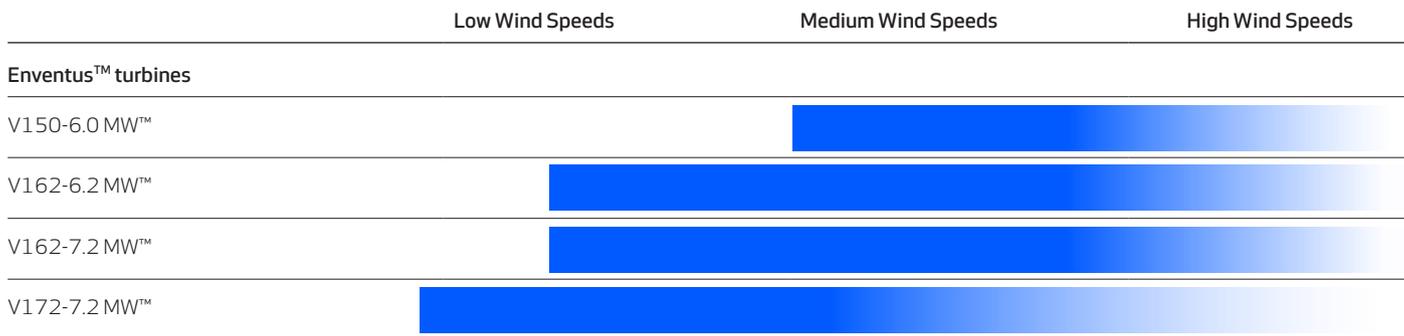
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance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

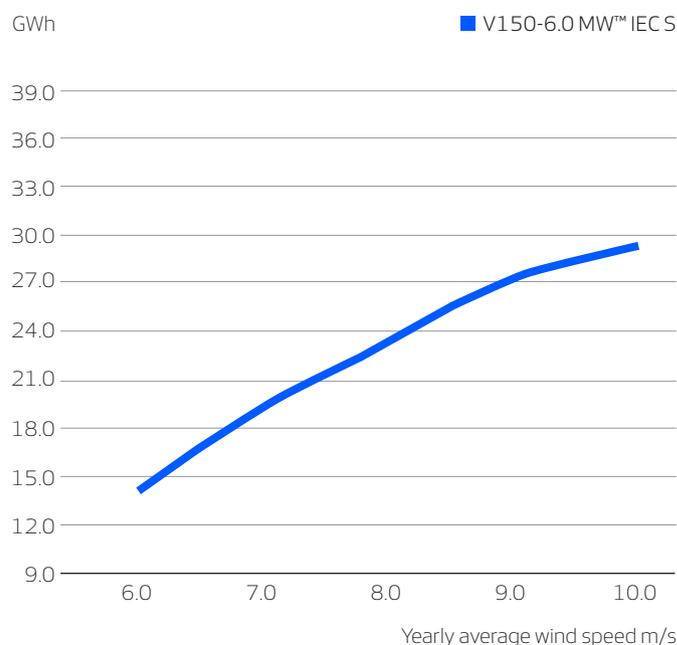
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

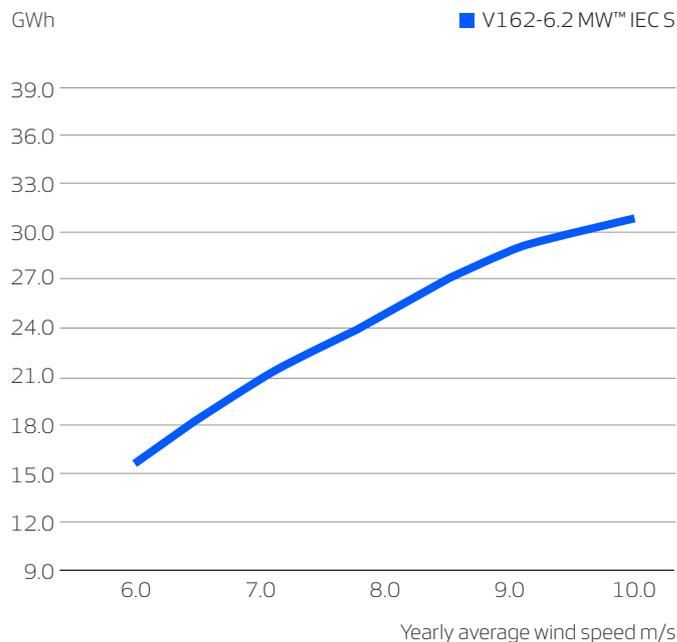
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System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

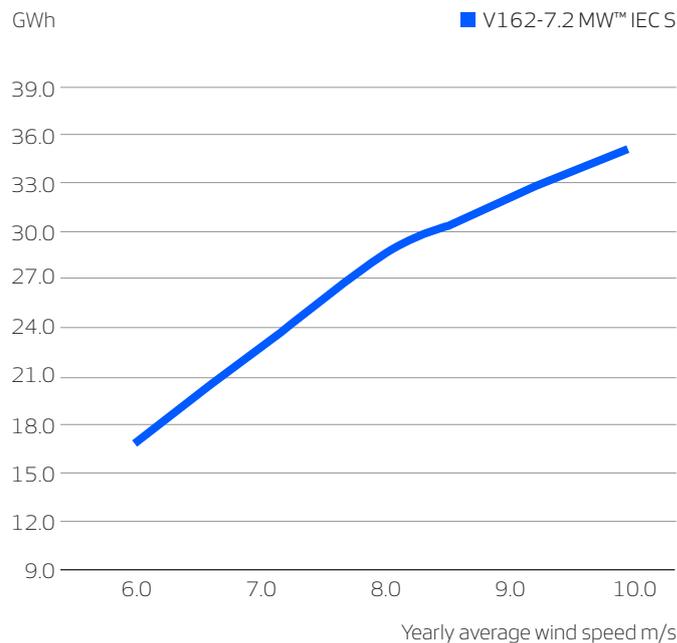
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

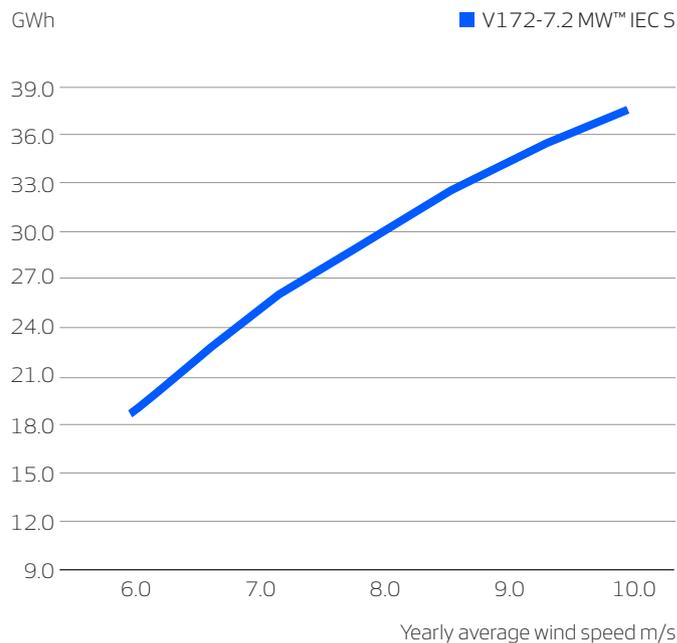
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Allegato A

Risultati dell'indagine anemometrica e valutazione della ventosità di lungo periodo

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

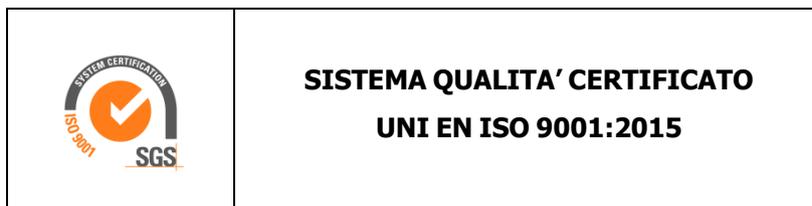
E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

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

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

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

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



INDICE

1.	PREMESSA.....	4
2.	LA STAZIONE ANEMOMETRICA.....	4
2.1	I sensori anemometrici	6
2.2	L'acquisitore dati	7
3.	GESTIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA IN SITO.....	8
4.	LETTURA, TRANSCODIFICA E VALIDAZIONE DEI DATI RACCOLTI IN SITO	8
5.	ELABORAZIONE DEI DATI ARCHIVIATI.....	11
5.1	Curva di durata della velocità del vento	11
5.2	Turbolenza percentuale della velocità del vento	12
5.3	Rapporto di raffica della velocità del vento.....	12
5.4	Gradiente al suolo della velocità del vento.....	12
5.5	Contenuto energetico del vento	13
5.6	Energia prodotta da un aerogeneratore	13
6.	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITÀ DI LUNGO PERIODO	14
7.	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 25 m DAL SUOLO.....	15
8.	VALUTAZIONE DELLE INCERTEZZE SULLA MISURA DEL VENTO	16
9.	CONCLUSIONI DELL'ALLEGATO A.....	17

Allegati:

- **A1: Raccolta della documentazione tecnica della stazione anemometrica**
- **A2: Tabelle delle disponibilità dati anemometrici**
- **A3: Risultati delle elaborazioni statistiche dei dati anemometrici**
- **A4: Correlazioni velocità media giornaliera stazione RIF2 con storica RIF1**

1. PREMESSA

Per la qualificazione anemologica di un sito eolico è fondamentale disporre di misure della velocità e della direzione del vento raccolte strumentalmente per un periodo sufficientemente ampio.

A questo scopo TecnoGaia ha messo a disposizione del Committente, oltre ad una serie di dati storici (Codice RIF2), una serie di dati raccolti con una stazione anemometrica (Codice RIF1), tuttoggi attiva, facente parte del suo patrimonio.

La stazione Codice RIF1, opera da diversi anni ed ha raccolto dati contemporanei anche alla stazione Codice RIF2, di interesse per la realizzazione dell'impianto ricadente nel territorio comunale di Forenza, in Provincia di Potenza, Regione Basilicata.

Il presente documento, reso disponibile in allegato alla relazione di valutazione preliminare della producibilità, riporta i risultati delle elaborazioni svolte sui dati di ventosità recenti, raccolti dalla stazione denominata Riferimento 1 (Codice RIF1); contiene altresì le caratteristiche delle apparecchiature utilizzate, il rapporto di installazione, quelli di manutenzione straordinaria per sostituzione dei sensore di velocità, nonché i certificati di calibrazione, oltre alle risultanze delle attività svolte di transcodifica e di validazione dei dati.

Al fine di stimare la ventosità che interessa il sito nel lungo periodo si è proceduto inoltre ad una storizzazione della serie di dati disponibile mediante confronti con quelli contemporanei di una stazione storica d'area.

2. LA STAZIONE ANEMOMETRICA

La stazione in oggetto è stata installata in data 12/12/2000 ed è costituita da un sostegno tubolare strallato di altezza pari a 15 m. Le principali caratteristiche delle apparecchiature installate inizialmente sulla stessa, dedotte dalla scheda di installazione, sono le seguenti:

Tipo di apparecchiatura	Altezza dal suolo	Marca	Modello	Matricola
Sensore di velocità	15	NRG	#40C	TG04/00
Sensore di direzione	15	NRG	#200P	TG11/00
Acquisitore	2	NRG	9200PLUS	9760

Come da successivi report di manutenzione, anch'essi allegati, la strumentazione con la quale sono stati acquisiti i dati resi disponibili per questo studio sono i seguenti:

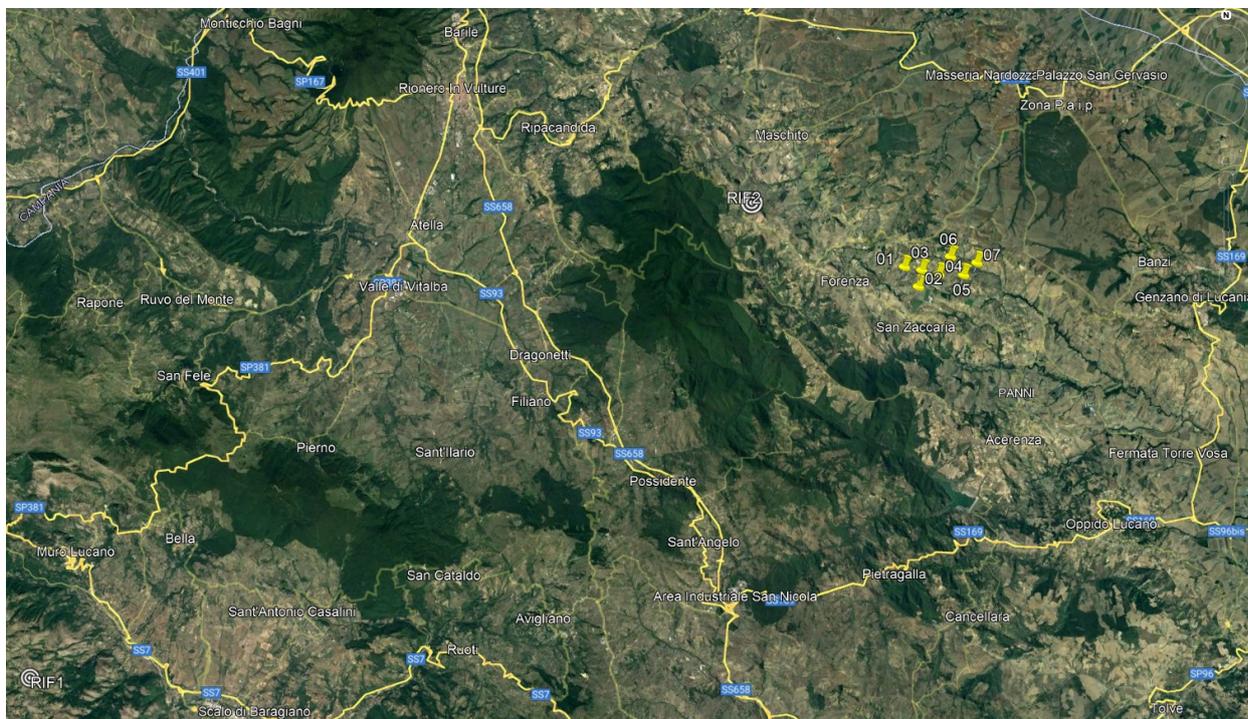
Tipo di apparecchiatura	Altezza dal suolo	Marca	Modello	Matricola
Sensore di velocità (primo periodo)	15	NRG	#40C	179500328132
Sensore di velocità (secondo periodo)				2221216
Sensore di direzione	15	NRG	#200P	TG18/2668
Acquisitore	2	SECONDWIND	NOMAD2	#8154

La documentazione tecnica dei sensori e del sistema di acquisizione dati, fornita dalle ditte costruttrici, è resa disponibile nella raccolta riportata nell'**Allegato A1**. Dello stesso allegato fanno anche parte, come detto, il report iniziale di installazione della stazione, le schede di manutenzione straordinaria ed i certificati di calibrazione dei sensori di velocità.

La stazione anemometrica ben rappresenta una porzione di territorio circostante, collocandosi in un crinale, senza ostacolo alcuno in ogni direzione.

Le coordinate del punto di misura e le principali caratteristiche del sito che ospita la stazione sono le seguenti:

- ✓ Coordinate in metri nel sistema UTM WGS84, Fuso **33**:
Longitudine: **15° 28' E**
Latitudine: **40° 42' N**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **870 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **Crinale**
- ✓ Orografia circostante: **Collinare**
- ✓ Utilizzo del terreno: **Pascolo**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **Nessuno**



Stralcio immagine satellitare con ubicazione stazioni ed impianto eolico di progetto

La stazione anemometrica nel suo complesso risulta conforme ai principali requisiti applicabili della normativa vigente (IEC61400-12-1). In particolare, sono positivamente stati verificati:

- il dimensionamento e l'orientamento di montaggio rispetto al sostegno (sommità);
- le prove di certificazione delle sue calibrazioni (contenenti le incertezze proprie delle prove effettuate in camera a vento dal costruttore su un campione rappresentativo);
- le caratteristiche proprie dei sensori utilizzati e dell'acquisitore.

Nel proseguo verranno descritti i principali componenti della stazione anemometrica in oggetto.

2.1 I sensori anemometrici

Il sensore per la misura della velocità del vento utilizzato è realizzato dalla società NRG mod. #40C Maximum Anemometer Calibrated. Esso è del tipo a coppe e calibrato, con valore di soglia di 0.5 m/s e fondo scala di 60 m/s; esso fornisce, tramite un generatore di impulsi, un segnale proporzionale alla velocità del vento. Copia dei certificati di calibrazione fornita dall'istituto riconosciuto MEASNET, sono disponibili nella citata scheda di manutenzione.

La misura della direzione del vento, per tutte le rilevazioni effettuate, è affidata al sensore NRG #200P Wind Vane, con la banderuola che è solidale con un potenziometro circolare che presenta un valore di resistenza elettrica variabile in funzione della posizione della banderuola, nell'arco dei 360 gradi, rispetto ad uno zero convenzionale (Nord).

2.2 L'acquisitore dati

Originariamente la centralina per l'acquisizione dei dati anemometrici utilizzata nella campagna di misura era costituita da un registratore, prodotto dalla Società NRG, denominato 9200 PLUS, che era in grado di registrare, preelaborare e immagazzinare su memoria statica le grandezze rilevate di velocità e direzione del vento. Successivamente, nell'ambito della gestione della stazione, si è provveduto a sostituire l'acquisitore dati con registratore, prodotto dalla Società SecondWind, denominato Nomad2. Il sistema campiona le grandezze ogni secondo e registra con un intervallo di 10 minuti le seguenti grandezze:

- Velocità media del vento;
- Velocità massima del vento;
- Velocità minima del vento;
- Scarto quadratico medio della velocità vento;
- Settore di direzione prevalente del vento rilevato nei 10 minuti considerando l'angolo giro di 360° con lo zero a Nord ed il senso di rotazione orario positivo (verso Est);
- Scarto quadratico medio della direzione del vento;
- Temperatura media datalogger;
- Valore minimo batteria 9V (1);
- Valore minimo batteria 9V (2);
- Valore minimo batteria 12V.

L'apparecchiatura è alimentata con due batterie esterne da 9 Volt e da una batteria tampone da 12V, corredata di relativo pannello fotovoltaico, che garantiscono un'autonomia superiore ai due mesi. Le dimensioni dell'acquisitore sono molto ridotte (350 x 300 x 150 mm) ed il peso è di circa 7.5 kg. Il campo di temperatura di funzionamento è compreso tra -40 e +85° C.

Le memorie statiche contengono, oltre ai dati relativi alle grandezze rilevate, anche altre informazioni quali il codice della stazione, il periodo di registrazione, la data, l'ora e un file di diagnostica che segnala le eventuali anomalie riscontrate durante il funzionamento. Il prelievo dei dati avviene a cura di un operatore addestrato che, in regime di funzionamento regolare, effettua tale operazione da remoto con cadenza almeno mensile ed in sito con cadenza trimestrale.

L'apparecchiatura è fornita di un display a cristalli liquidi che permette la visualizzazione di queste informazioni e dei valori delle grandezze istantanee acquisite. Mediante tasti è possibile programmare

alcune funzioni e visualizzare il codice della stazione, la data, l'ora e i tempi di campionamento e di registrazione.

Al fine di proteggere il registratore da sovratensioni transitorie di origine esterna, ogni ingresso del registratore è dotato di una protezione composta da diodi soppressori.

3. GESTIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA IN SITO

La gestione della stazione anemometrica è di fondamentale importanza per la continuità e la qualità dei dati rilevati; essa deve essere condotta da personale appositamente addestrato che con cadenza almeno trimestrale effettua in sito le seguenti attività:

- Verifica e manutenzione ordinaria della stazione (apparecchiature e sostegno)
- Verifica della verisimilitudine dei segnali in ingresso
- Segnalazione immediata dei guasti rilevati
- Piccoli interventi di manutenzione straordinaria
- Compilazione di una scheda di controllo da inviare al centro di elaborazione dati
- Eventuale spedizione e ricevimento delle memorie

Fa parte della gestione della stazione anche la manutenzione straordinaria con l'effettuazione di interventi di riparazione/sostituzione delle apparecchiature non perfettamente funzionanti.

Nello specifico, al di là di brevi interruzioni per probabili formazioni di ghiaccio sui sensori e per le normali attività di manutenzione, non si rilevano, per l'anno considerato, periodi di perdita di dati.

Si segnala che in data 11/05/2022 è stata effettuata una manutenzione straordinaria con la sostituzione del sensore di velocità, come da specifica scheda di manutenzione (vedi **Allegato A1**).

4. LETTURA, TRANSCODIFICA E VALIDAZIONE DEI DATI RACCOLTI IN SITO

Solitamente i dati registrati dall'acquisitore e provvisoriamente immagazzinati nella sua memoria asportabile vengono inviati via GSM (ovvero trasferiti dalla memoria magnetica) presso la sede della società incaricata per essere letti ed archiviati in attesa della loro elaborazione. L'operazione di lettura delle cartucce e dei file trasmessi è stata effettuata mediante software specifico fornito dalla ditta costruttrice che permette la transcodifica dei dati registrati in un formato leggibile con validazioni automatiche subordinate alla diagnostica di macchina (pre-validazione).

Nel caso specifico si hanno a disposizione n° 12 gruppi di file Codice.ndf, in formato binario, prodotti dall'acquisitore, uno per ogni mese registrato, che corrispondono ciascuno ad un periodo di circa 30 gg di rilevazione e n° 12 file Codice.csv che corrispondono a quelli originari dopo la loro transcodifica e quindi in formato leggibile.

I dati resi disponibili al Committente per soddisfare le richieste della normativa regionale coprono un periodo di un anno e si riferiscono ai seguenti singoli periodi:

N°	Nome file	Tipo	Data inizio	Data fine
1	SRIF1_2201	ASCII	01/01/2022	31/01/2022
2	SRIF1_2202	ASCII	01/02/2022	28/02/2022
3	SRIF1_2203	ASCII	01/03/2022	31/03/2022
4	SRIF1_2204	ASCII	01/04/2022	30/04/2022
5	SRIF1_2205	ASCII	01/05/2022	31/05/2022
6	SRIF1_2206	ASCII	01/06/2022	30/06/2022
7	SRIF1_2207	ASCII	01/07/2022	31/07/2022
8	SRIF1_2208	ASCII	01/08/2022	31/08/2022
9	SRIF1_2209	ASCII	01/09/2022	30/09/2022
10	SRIF1_2210	ASCII	01/10/2022	31/10/2022
11	SRIF1_2211	ASCII	01/11/2022	30/11/2022
12	SRIF1_2212	ASCII	01/12/2022	31/12/2022

La stazione di Riferimento 1, nel suo intero periodo di funzionamento, è stata dotata degli acquisitori NRG 9200 PLUS, SECONDWIND NOMAD1 ed infine SECONDWIND NOMAD2. I dati relativi a quest'ultimi dopo la transcodifica, per l'ultimo periodo preso a campione, hanno il seguente aspetto:

05/02/2022 00.10	5.72	9.54	2.92	1.22	334.6	17.11	4.00	9.06	9.11	12.66
05/02/2022 00.20	7.44	12.26	3.70	1.55	330.2	14.17	3.96	9.04	9.11	12.66
05/02/2022 00.30	9.52	14.99	5.26	1.63	332.5	10.42	3.97	9.06	9.11	12.66
05/02/2022 00.40	9.37	14.21	5.26	1.65	336.1	10.05	4.09	9.04	9.11	12.66
05/02/2022 00.50	9.08	13.43	5.26	1.42	333.7	8.76	4.06	9.04	9.11	12.66
05/02/2022 01.00	8.53	11.87	5.26	1.19	334.0	8.72	3.99	9.04	9.11	12.66
05/02/2022 01.10	7.03	11.10	4.09	1.16	324.8	10.68	3.98	9.06	9.11	12.66

I dati sono suddivisi in blocchi omogenei ed hanno un'etichetta temporale al loro inizio. Ne consegue che i dati registrati nelle colonne hanno il seguente significato:

POSIZIONE	GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA	NOTE
1° colonna	Data (mese/giorno/anno ora:minuto:secondo)	Secondo	Ogni 10 minuti
2° colonna	Velocità media del vento	m/s	Ogni 10 minuti
3° colonna	Velocità massima del vento	m/s	Ogni 10 minuti
4° colonna	Velocità minima del vento	m/s	Ogni 10 minuti
5° colonna	Scarto quadratico medio della velocità vento	m/s	Ogni 10 minuti
6° colonna	Direzione media del vento	gradi sessagesimali	Ogni 10 minuti
7° colonna	Scarto quadratico medio della direzione del vento	gradi sessagesimali	Ogni 10 minuti
8° colonna	Temperatura media datalogger	gradi centigradi	Ogni 10 minuti
9° colonna	Valore minimo 1° batteria 9V	Volt	Ogni 10 minuti
10° colonna	Valore minimo 2° batteria 9V	Volt	Ogni 10 minuti
11° colonna	Valore minimo batteria 12V	Volt	Ogni 10 minuti

Una successiva transcodifica, mediante programmi predisposti da TecnoGaia, consente di riprodurre, in un formato standard interno, i file che saranno poi validati ed archiviati.

Un operatore qualificato procede quindi alla validazione dei dati utilizzando programmi di grafica e controllo opportunamente predisposti. Tale operatore procede al controllo a vista del profilo delle grandezze nel tempo confrontando i risultati con quelli precedenti della stessa stazione o, laddove presenti, con dati contemporanei di altre stazioni ubicate nella stessa zona. Con tale controllo incrociato è possibile individuare presenze di anomalie dovute a malfunzionamento della stazione.

Sulla base delle indicazioni dell'operatore locale e delle conoscenze dei luoghi di provenienza dei dati è possibile anche identificare quei periodi di rilevazione non validi per guasti ai sensori e blocco degli stessi per formazione di ghiaccio. I dati relativi a tali periodi vengono eliminati dai file di archivio avendo cura di annotarne su apposita scheda di validazione il periodo e le motivazioni dell'eliminazione. I dati grezzi vengono comunque archiviati in vista di eventuali successivi controlli.

La disponibilità giorno per giorno dei dati validati, per ciascuno dei sensori (velocità e direzione) della stazione considerata e per l'intero periodo utilizzato per le valutazioni di producibilità, è riportata nella tabella in **Allegato A2**. Nello stesso allegato è riportata anche la disponibilità mensile, sempre riferita allo stesso periodo.

Per la stazione in oggetto non si sono resi necessari significativi interventi di eliminazione dati e quindi la disponibilità del dato valido per l'anno intero di funzionamento (2022) è pari al 99.8% di quelli totali; questa disponibilità rispetta i requisiti minimi della normativa regionale.

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
RIF1	Riferimento 1	12.0	01/01/2022	31/12/2022	99.8

5. ELABORAZIONE DEI DATI ARCHIVIATI

Con i dati elementari della velocità e direzione del vento, relativi ad intervalli di tempo di 10 minuti, vengono effettuate le elaborazioni che consentono di qualificare il sito dal punto di vista anemologico.

I risultati di tale analisi statistica sono rappresentati nelle tabelle e nei grafici riportati nell'**Allegato A3**. Una guida all'interpretazione di tali prodotti è resa disponibile all'inizio dell'allegato sopra citato, mentre nel seguito si riportano le principali elaborazioni considerate.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate UTM WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza sost.	Periodo stazione	
		X	Y	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	40° 42' N	15° 28' E	870	15	12/12/2000	Attiva

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione qui considerata per il periodo elaborato sono i seguenti:

Codice	Denominazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1	Riferimento 1	12.0	15	4.81	221	5.07	1.28

5.1 Curva di durata della velocità del vento

Viene innanzitutto costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento viene superato.

Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(V) = 100 \cdot \exp\left\{-\left(\frac{V}{V_C}\right)^k\right\}$$

dove $V=V_{med}(10')$ è il valore della velocità media nei 10 minuti e $F(V)$ è la percentuale del tempo complessivo in cui tale velocità viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica V_C e il fattore di forma k , mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.

5.2 Turbolenza percentuale della velocità del vento

Un altro parametro significativo è l'intensità di turbolenza percentuale T della velocità del vento definita per ogni intervallo di 10 minuti come

$$T = 100 \cdot sigV(10') / V_{med}(10')$$

dove $sigV(10')$ è lo scarto quadratico medio relativo all'intervallo. Esso dà l'informazione sulla variabilità relativa della velocità entro l'intervallo.

5.3 Rapporto di raffica della velocità del vento

Un ulteriore parametro significativo è il rapporto di raffica R della velocità del vento definito per ogni intervallo di 10 minuti come

$$R = maxV(10') / V_{med}(10')$$

dove $maxV(10')$ è il valore massimo istantaneo campionato all'interno dei 10 minuti. Esso dà l'informazione sulla massima raffica istantanea della velocità entro l'intervallo.

5.4 Gradiente al suolo della velocità del vento

Qualora siano disponibili, sul medesimo sostegno, due misure di velocità (V_2 e V_1) a due differenti altezze (h_2 e h_1) dal suolo è possibile stimare il valore del gradiente della velocità al suolo ($alfa$). Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza della stazione anemometrica, sulla base dei dati di vento misurati a due altezze diverse.

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

$$V_2 / V_1 = (h_2 / h_1)^{alfa}$$

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

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

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

5.5 Contenuto energetico del vento

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è inoltre di particolare importanza la potenza specifica P_V , intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V ; essa è data da:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3$$

dove ρ è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore che si verifica in condizioni standard di pressione e temperatura ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$).

Integrando nel tempo il valore della potenza P_V si ottiene l'energia transitata attraverso l'unità di superficie perpendicolare al vento. L'energia così calcolata su base annuale è anche indicata come energia specifica del sito. Tale energia è esprimibile con la relazione:

$$E_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}^3_{(3)} \cdot T$$

dove $\bar{V}^3_{(3)}$ è la velocità media cubica del sito e T è il periodo di un anno (8760 ore).

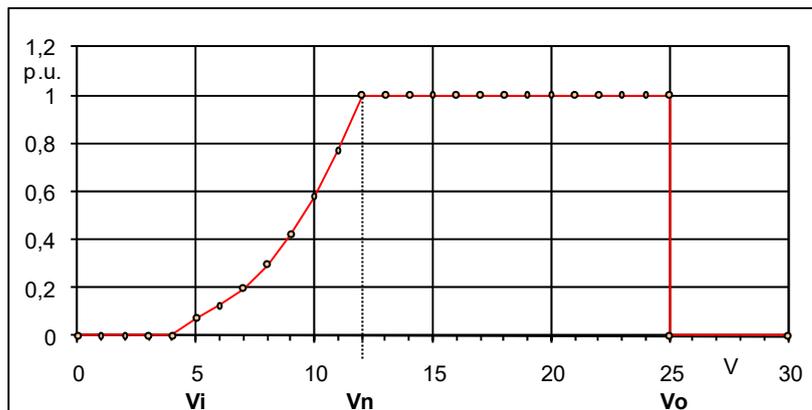
Moltiplicando E_V per la superficie S del rotore di una macchina eolica si ottiene l'energia cinetica che transita annualmente attraverso il disco rotorico.

5.6 Energia prodotta da un aerogeneratore

L'energia effettivamente producibile con un generatore eolico è tuttavia solo una frazione dell'energia sopra indicata. In particolare, la potenza generata P_g non segue, in funzione della velocità istantanea del vento V , un andamento cubico al pari di P_V , bensì un andamento modulato dal coefficiente di potenza C_p , pure dipendente dalla velocità e mai superiore al limite (di Betz) pari a 16/27:

$$P_g = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$$

Il profilo che ne risulta (curva di potenza) differisce da macchina a macchina, anche se spesso si riscontrano strette analogie nell'andamento in funzione della velocità del vento. Si può infatti distinguere, in un profilo tipico, una velocità di cut-in, V_j , al di sotto della quale non si ha generazione ($P_g=0$). La potenza generata poi cresce con la velocità del vento fino alla velocità nominale, $V_{nominale}$ in corrispondenza della quale si raggiunge la potenza massima. Oltre tale velocità la potenza si mantiene nella maggioranza dei casi al valore massimo fino alla velocità di cut-out, V_o , oltre la quale non si ha generazione ($P_g=0$).



Dato comunque il profilo della potenza P_g generabile dalla macchina prescelta alle diverse velocità del vento, il calcolo della producibilità annua E_p della macchina ubicata nel punto della stazione si esegue integrando rispetto alla velocità del vento il prodotto tra la potenza generabile e la densità di probabilità della velocità del vento nel sito considerato.

La valutazione della producibilità deve essere calcolata riportando la velocità del vento all'altezza del mozzo della macchina utilizzando il valore misurato del gradiente della velocità al suolo α . Un ulteriore affinamento del calcolo dovrebbe tener conto della quota del sito che determina variazioni proporzionali alla variazione della densità dell'aria ρ .

La producibilità è talvolta convenientemente espressa tramite il numero di ore equivalenti di generazione a piena potenza, dato dal rapporto $E_p/P_{nominale}$.

6. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITÀ DI LUNGO PERIODO

La valutazione della distribuzione della velocità del vento di lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico, o più semplicemente della sua velocità media stimata su più anni, è 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.

Nel nostro caso, per la stazione considerata, sono messi a disposizione dati riferibili ad una campagna di misura di 12 mesi. Tale durata non viene ritenuta sufficiente per poter considerare la velocità media registrata come quella di lungo periodo e, quindi, disponendo anche della serie di dati storici della medesima stazione **RIF1**, si è potuto verificare direttamente il posizionamento storico del valore di ventosità elaborato.

In generale, la stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può esser effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più 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 e distanti in modo tale 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 di una serie di dati di una stazione facente parte della rete anemometrica di TecnoGaia, denominata **RIFERIMENTO1 (codice RIF1)**, che ha una durata di oltre 20 anni, con la quale è stato possibile verificare direttamente il posizionamento storico dell'annualità presa in esame. Inoltre, sempre grazie alla serie di lungo periodo di **RIF1**, è stato anche possibile storicizzare la seconda stazione (**RIF2**), come le tabelle del capitolo 6 della relazione di producibilità riportano e la graficazione dell'**Allegato A4** sintetizza.

Come si può evincere dai risultati della storicizzazione, utilizzando i parametri a e b frutto della correlazione con **RIFERIMENTO 1** dei dati di media giornaliera, la velocità media di lungo periodo della stazione stessa si stima sia ottenibile attraverso un decremento di circa 3 punti percentuali dei valori misurati.

Per cui, per le valutazioni di produzione attesa da un impianto eolico nel sito, si consideri la velocità media annua di **RIF2_S (a 15 m dal suolo) uguale a 6.86 m/s**.

7. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 25 m DAL SUOLO

Non disponendo di specifiche rilevazioni di velocità ad un'altezza dal suolo pari a 25 m e volendo verificare uno dei requisiti richiesti per procedere nell'iter autorizzativo, in questo caso la ventosità a 25 m dal suolo ($V_m [a_{25m\ s/s}] > 4\ m/s$), è possibile definire l'intensità del vento per estrapolazione, con l'ausilio del parametro di gradiente al suolo (α).

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), ovvero quando si dispone di simulazioni con modello fluidodinamico che stimano detto parametro.

Come già detto nel Cap. 5.4, 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:

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

dove α 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 .

Nel caso specifico, proiettando nei punti dei generatori eolici i dati rilevati dalla stazione anemometrica con il modello di calcolo WAsP, che fornisce un campo tridimensionale della velocità del vento e consente perciò di disporre del profilo della velocità media alle varie altezze dal suolo, possiamo verificare se la posizione di ogni turbina dell'impianto ricade nella isovento di 4 m/s (o superiore) a 25 m dal suolo.

Ogni aerogeneratore dell'impianto ricade dentro i confini della isovento superiore a 4 m/s e, in particolare, il valore in media pesata dell'impianto, risulta di $V_{25m} = 4.44$ m/s.

Il requisito richiesto di una velocità media annua del vento minima di 4 m/s a 25 m dal suolo, risulta soddisfatto.

8. VALUTAZIONE DELLE INCERTEZZE SULLA MISURA DEL VENTO

I rilievi sperimentali della velocità del vento, come ogni altra misurazione, sono ovviamente affetti da incertezze che possono, nei limiti del possibile, essere quantificate. Ciò consente di approssimare i risultati con atteggiamento statistico per considerarli in termini probabilistici, cioè, in altre parole, l'analisi di confidenza di un processo permette di valutare quale condizione (o risultato) sarà vera con data probabilità.

Nel nostro caso, come suggerito dalla Norma 61400-12 (che, facciamo presente, è stata predisposta con altri scopi), con il termine incertezza della velocità del vento (E.5.3 Category B uncertainties in wind speed) si intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica degli errori di misura che si commettono utilizzando una stazione anemometrica dotata di sensore a coppe, come nel caso in esame. L'incertezza è riferibile, principalmente:

- Alla taratura dell'anemometro (stimata cautelativamente 0.1 m/s per il range 5-10 m/s, vedi anche tabelle di calibrazione allegate nel report di installazione);
- Alle caratteristiche operative dell'anemometro in funzione del modello utilizzato (stimata cautelativamente $0.05 + 0.005 * \text{Vel. Vento}$);
- Alla distorsione del flusso dovuta agli effetti di montaggio dell'anemometro (stimata 1%);
- Alla distorsione del flusso dovuta al terreno (stimata cautelativamente 3%);
- Al sistema di acquisizione dati per la velocità del vento (stimata cautelativamente 0.1 m/s per 10 m/s).

Come si può dedurre da quanto sopra, l'incertezza sulla misura è variabile in funzione della velocità del vento e complessivamente, come scarto quadratico medio delle singole incertezze, può variare da circa 2 fino anche ad alcuni punti percentuali. Per lo scopo insito nella misura, e cioè la valutazione della produzione attesa di una turbina eolica che generalmente opera da 3 a 25 m/s appare equo, anche sulla base della bibliografia del settore, voler considerare per le misure in oggetto un'incertezza complessiva del 3% da associare alle altre tipiche che dovranno essere prese in considerazione nella valutazione della produzione attesa.

9. CONCLUSIONI DELL'ALLEGATO A

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni. È possibile giungere ad una valutazione utile della risorsa eolica grazie a calcoli e confronti con dati di stazioni anemometriche considerate storiche perché con un periodo di rilevazione di 10 anni e oltre. Nel caso specifico si è potuto infatti disporre, oltre alla serie di dati di oltre 12 mesi, anche di due serie di dati storici che, per confronti e correlazioni, sono risultati appartenente ai medesimi regimi di vento dell'area più estesa che include il sito di interesse, opportunamente confrontate con la stazione storica di lungo periodo.

L'analisi e l'elaborazione dei dati delle stazioni non hanno evidenziato particolari carenze o lacune. In fase di validazione la disponibilità del dato è risultata buona sull'intero periodo e ottima per l'anno completo di misurazione utilizzato, non avendo riscontrato malfunzionamenti e/o guasti sulla stazione RIF1 in detto periodo.

I risultati delle attività, dalla validazione alla elaborazione del dato, sono ampiamente descritti nel presente studio ed indicano che il sito è interessato da un buon regime di venti, tipico della zona di appartenenza, soprattutto in relazione all'energia specifica della vena fluida.

Come detto, anche l'attività di valutazione della ventosità di lungo periodo è stata svolta con estremo profitto avendo potuto utilizzare una stazione con oltre 20 anni di dati ed avendo anche poi riscontrato un buon coefficiente di correlazione e altrettanto buona sintonia degli andamenti delle velocità medie mensili contemporanee con la stazione storica considerata.

Positiva è risultata anche la verifica della condizione richiesta di ventosità superiore a 4 m/s a 25 m dal suolo.

Si può quindi affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

ALLEGATO A1

Sito: _____ **Cliente:** _____

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

Nome stazione: **RIFERIMENTO1** Codice: **RIF1**

Sezione B) – Parti Costituenti la Postazione da sostituire

SOSTEGNO		Marca	Modello	Serial/Number	Tubolare	Traliccio	Sollevamento		
H dal Suolo (m)	15	NRG	D120		120		FALCONE <input checked="" type="checkbox"/>	AUTOGRU <input type="checkbox"/>	

SENSORI DIGITALI			Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	Orientamento Mensole		
N.	Tipo	Alt.(m)								
1	VEL	15	NRG	MAX40C	179500315372		TG19-2862	180°		
2										
3										
4										
5										

SENSORI ANALOGICI			Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	ORIENT. SENSORE	ROTAZ. POSITIVA VERSO	AZIMUT. IMPOST.
N.	Tipo	Alt.(m)								
1	DIR	15	NRG	200P			TG18-2668	0°	EST	0°
2										
3										
4										

ACQUISITORE		Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	INVENTARIO Batteria Interna		
Tipo	Alt.(m)								
	1.5	SecondWind	Nomad2	#8154					
MODEM							n. SIM		

SIM	GESTORE	Numero SIM

Impianto Stand Alone			Marca	Modello	S/n	Inventario	ORIENTAMENTO	VOLT	WP	Ah
N.	Tipo	Alt.(m)								
	PANNELLO FV									
	BATTERIA ESTERNA									
	REGOLATORE DI CARICA									
	SOV						SEGNALAZIONE DIURNA VOLO BASSA QUOTA		SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
	CONTENITORE APPAREC.						SISTEMA DI CHIUSURA			

Altre apparecchiature presenti: _____

Sezione C) – Tipo di intervento Manutenzione Periodica Manutenzione Straordinaria

Sostituzione periodica sensori

Eventuale causa del guasto: Sostituzione programmata

Sezione D) – Nuovi componenti installati (Dopo l'intervento)

N.	Tipo	Alt.(m)	Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	ORIENTAMENTI
1	VEL	15	NRG	MAX40C	179500328132		TG20-3009	180°
2								
3								
4								
5								

Sezione E) – Elenco Collaboratori

Manutenzione eseguita da: **Bonsi** n. _____ Dalle ore: _____ Alle ore: _____ Data **26/08/2020**



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 19.US1.02173

Date of issue: November 20, 2019

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500328132

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: November 13, 2019

Anemometer calibrated: November 18, 2019

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.75898 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.34843$

Standard uncertainty, slope: 0.00141

Standard uncertainty, offset: 0.04176

Covariance: -0.0000145 (m/s)²/Hz

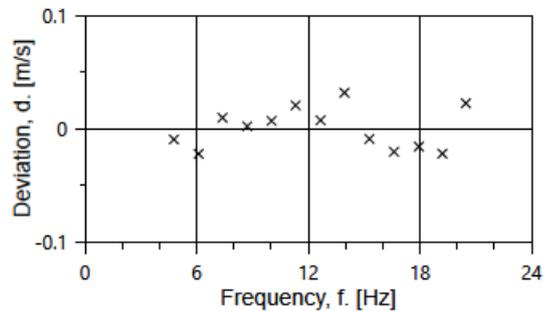
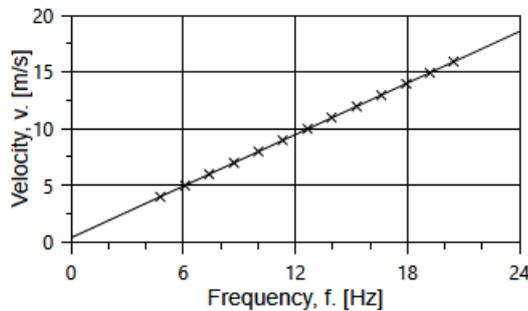
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999989$

Absolute maximum deviation: 0.032 m/s at 10.963 m/s

Barometric pressure: 999.6 hPa

Relative humidity: 19.8%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty $u_c \text{ (k=2)}$ [m/s]
2	9.27	22.1	27.8	3.967	4.7810	-0.010	0.023
4	14.49	22.1	27.8	4.961	6.1074	-0.022	0.026
6	20.97	22.1	27.8	5.968	7.3922	0.010	0.030
8	28.59	22.1	27.8	6.969	8.7204	0.002	0.034
10	37.36	22.1	27.8	7.967	10.0291	0.007	0.038
12	47.30	22.1	27.8	8.964	11.3245	0.020	0.042
13-last	58.46	22.1	27.8	9.966	12.6616	0.007	0.047
11	70.74	22.1	27.8	10.963	13.9436	0.032	0.051
9	83.96	22.1	27.8	11.944	15.2894	-0.009	0.055
7	98.46	22.1	27.8	12.935	16.6103	-0.021	0.059
5	114.51	22.1	27.8	13.949	17.9408	-0.016	0.064
3	130.80	22.1	27.8	14.908	19.2123	-0.022	0.068
1-first	148.96	22.0	27.8	15.908	20.4715	0.022	0.072



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord1	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
2254	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT004	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TP001	PR Electronics 5102, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP004	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY004	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP002	Setra M278, 0-5VDC Output, barometer
PL8	Pitot tube
XB002	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
Njord1-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 19.US1.02173

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Left" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC

Sito: _____ **Cliente:** _____

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

 Nome stazione: **RIFERIMENTO1** Codice: **RIF1**
Sezione B) – Parti Costituenti la Postazione da sostituire

SOSTEGNO		Marca	Modello	Serial/Number	Tubolare	Traliccio	Sollevamento		
H dal Suolo (m)	15	NRG	D120		120		FALCONE <input checked="" type="checkbox"/>	AUTOGRU' <input type="checkbox"/>	

SENSORI DIGITALI			Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	Orientamento Mensole		
N.	Tipo	Alt.(m)								
1	VEL	15	NRG	MAX40C	179500328132		TG20-3009	180°		
2										
3										
4										
5										

SENSORI ANALOGICI			Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	ORIENT. SENSORE	ROTAZ. POSITIVA VERSO	AZIMUT. IMPOST.
N.	Tipo	Alt.(m)								
1	DIR	15	NRG	200P			TG18-2668	0°	EST	0°
2										
3										
4										

ACQUISITORE		Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	INVENTARIO Batteria Interna		
Tipo		Alt.(m)							
		1.5	SecondWind	Nomad2	#8154				
MODEM							n. SIM		

SIM	GESTORE	Numero SIM

Impianto Stand Alone			Marca	Modello	S/n	Inventario	ORIENTAMENTO	VOLT	WP	Ah
N.	Tipo	Alt.(m)								
	PANNELLO FV									
	BATTERIA ESTERNA									
	REGOLATORE DI CARICA									
	SOV						SEGNALAZIONE DIURNA VOLO BASSA QUOTA		SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
	CONTENITORE APPAREC.						SISTEMA DI CHIUSURA			

Altre apparecchiature presenti:

Sezione C) – Tipo di intervento Manutenzione Periodica Manutenzione Straordinaria
Sostituzione periodica sensori

 Eventuale causa del guasto: Sostituzione programmata
Sezione D) – Nuovi componenti installati (Dopo l'intervento)

N.	Tipo	Alt.(m)	Marca	Modello	s/n	Calibrazione	Inventario	ORIENTAMENTI
1	VEL	15	NRG	MAX40C	2221216		TG22-3235	180°
2								
3								
4								
5								

Sezione E) – Elenco Collaboratori

 Personale **Borghetti** n. _____ Dalle ore: _____ Alle ore: _____

 Manutenzione eseguita da: **Cutillo**

 Data **11/05/2022**

Calibration Certificate / *Kalibrierschein*

issued by the calibration laboratory / *erstellt durch das Kalibrierlaboratorium*

Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH

Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00Member of / *Mitglied im*

Deutschen Kalibrierdienst

accredited to / *akkreditiert nach*
DIN EN ISO/IEC 17025:2018*Calibration mark*
Kalibrierzeichen

2221216
D-K-
15140-01-00
04/2022

Object <i>Gegenstand</i>	Cup Anemometer
Manufacturer <i>Hersteller</i>	NRG Systems, Inc. USA Hinesburg VT 05461
Type <i>Typ</i>	#40(C)
Serial number <i>Fabrikat/Serien-Nr.</i>	TG22-3235
Customer <i>Auftraggeber</i>	TecnoGaia S.r.l. I-25063 Gardone Val Trompia (Brescia)
Order No. <i>Auftragsnummer</i>	Email 2022-03-28, Bonsi
Project No. <i>Projektnummer</i>	VT220387
Number of pages <i>Anzahl der Seiten</i>	5
Date of Calibration <i>Datum der Kalibrierung</i>	11.04.2022

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI). The DAKKS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The presented results relate only to the calibrated object. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals. *Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAKKS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die dargestellten Ergebnisse beziehen sich nur auf den kalibrierten Gegenstand. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.*

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically. *Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.*

Date
Datum

11.04.2022Freigegeben durch / *Approval by*
Head of the calibration laboratory

Heiko Westermann, B. Sc.

Person in charge
Bearbeiter

Malte Tschritter, B. Eng.

Calibration object
Kalibriergegenstand Cup Anemometer

Calibration procedure
Kalibrierverfahren IEC 61400-12-1:2017

Place of calibration
Ort der Kalibrierung Wind tunnel 2 of Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Test conditions
Messbedingungen

wind tunnel area	10000 cm ²
DUT frontal area	185 cm ²
diameter of mounting pipe	13.0 mm EN 10217
blockage ratio ¹⁾	0.019 [-]
software version	P_9.1.0

¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.

Ambient conditions
Umgebungsbedingungen

air temperature	(19.7 ± 0.4) °C – (20.0 ± 0.4) °C
air pressure	(1019.1 ± 0.4) hPa – (1019.2 ± 0.4) hPa
relative air humidity	(31.7 ± 6.0) % – (32.0 ± 6.0) %

Measurement uncertainty
Messunsicherheit

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k=2$. It has been determined in accordance with EA-4/02 M: 2013. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%. The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Expanded uncertainty 0.2 %, $k=2$)

Certificate ID
Zertifikat ID 396tscZkYmZsmQqfBBCLA



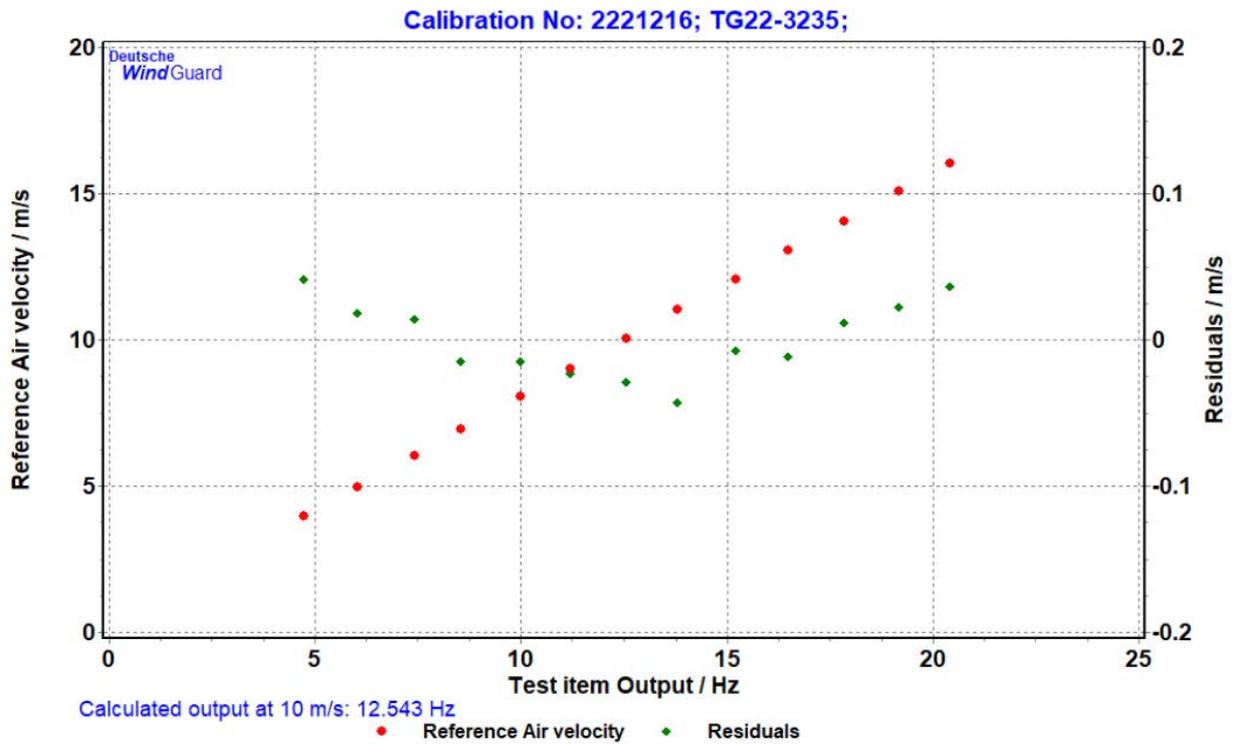
Additional remarks
Zusätzliche Anmerkungen Instrument misses type label

Revision
Revision 0

Calibration result
Kalibrierergebnis

Reference	Combined	Test item
Air velocity	Unc	Output
m/s	m/s	Hz
3.947	0.040	4.735
6.043	0.040	7.422
8.053	0.040	9.995
10.044	0.041	12.563
12.063	0.049	15.213
14.065	0.057	17.838
16.030	0.065	20.423
15.090	0.061	19.183
13.058	0.053	16.499
11.017	0.045	13.808
8.998	0.040	11.211
6.941	0.040	8.551
4.969	0.040	6.031

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnisses



Statistical analysis	Slope m	0.76993 (m/s)/(Hz) \pm 0.00153 (m/s)/(Hz)
	Offset b	0.3426 m/s \pm 0.021 m/s
	Standard error (Y) / RSD	0.0271 m/s
	Correlation coefficient R	0.999978

Remarks The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

- End of document / Ende des Dokuments -



Test Report issued under the responsibility of:



TEST REPORT
IEC 61400-12-1 Annex F
Anemometer Calibration Certificate

IECRE Report Number. :	IECRE.WE.TR.AC.22-28472-R0	
RETL Calibration Certificate. :	2221216	
Date of issue :	11.04.2022	
RE Testing Laboratory..... :	Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH	
(Name & Address)	D-26316 Varel	
Applicant :	TecnoGaia S.r.l.	
(Name & Address)	I-25063 Gardone Val Trompia (Brescia)	
Test item description :	Cup Anemometer	
Manufacturer..... :	NRG Systems, Inc.	
Model/Type reference :	#40(C)	
Ratings / Serial number :	TG22-3235	
Tested by (name, function, signature)	Printed name/function	Signature
..... :	Malte Tschritter, B. Eng. Operator	
Approved by (name, function, signature)	Printed name/function	Signature
..... :	Heiko Westermann, B. Sc. Head of calibration laboratory	

Copyright © 2018 IEC System for Certification to Standards relating to Equipment for use in Renewable Energy applications (IECRE System). All rights reserved.

This publication may be reproduced in whole or in part for non-commercial purposes as long as the IECRE is acknowledged as copyright owner and source of the material. IECRE takes no responsibility for and will not assume liability for damages resulting from the reader's interpretation of the reproduced material due to its placement and context.

If this Test Report Form is used by non-IECRE members, the IECRE logo and the IECRE report number shall be removed.

This report is not valid as a Test Report unless signed by an approved RE Testing Laboratory.

General disclaimer:

The test results presented in this report relate only to the object tested.
This report shall not be reproduced, except in full, without the written approval of the Issuing RE Testing Laboratory (RETL). The authenticity of this Test Report and its contents can be verified by contacting the RETL, responsible for this Test Report.

SPECIFICATIONS

NRG #40C Anemometer

FEATURES

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



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

SPECIFICATIONS

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

Global leaders in wind assessment technology



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

SPECIFICATIONS

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

Global leaders in wind assessment technology



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

SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

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



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

SPECIFICATIONS

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



Global leaders in wind assessment technology

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

SPECIFICATIONS

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

Global leaders in wind assessment technology



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

NOMAD[®] 2

WIND RESOURCE DATA LOGGER



The Wind Industry's Most Flexible Data Logger



 SECONDWIND

NOMAD™ 2 WIND DATA LOGGER SPECIFICATIONS

SENSOR INPUTS

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

OUTPUTS

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

POWER SUPPLY

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

SERIAL PORTS

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

ESD PROTECTION

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

USER INTERFACE

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

INPUT AND DATA PROCESSING

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

DATA STORAGE

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

PHYSICAL

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

AVAILABLE OPTIONS

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

ALLEGATO A2

STAZIONE ANEMOMETRICA DI RIFERIMENTO 1
- Regione Basilicata - Cod. RIF1_1Y
DISPONIBILITÀ GIORNALIERA DEI DATI RELATIVA AL PERIODO:
01/01/2022 - 31/12/2022

Da: 01/01/2022
A: 31/12/2022

G GIORNO
x DISPONIBILITÀ DATO (100%)

G GIORNO
+ DISPONIBILITÀ DATO (parziale)

G GIORNO
- DATI NON DISPONIBILI

	15 m	
n°dati	52560	
n°dati VELOCITÀ validi	52280	99.47%
n°dati DIREZIONE validi	52239	99.39%

GENNAIO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	+	+	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+	+	x	x	x	x
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	+	+	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+	+	+	+	x	x
FEBBRAIO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28				
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+	+	x			
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+	+	x			
MARZO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	+	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
DIREZIONE 15	x	x	x	x	+	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
APRILE 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
MAGGIO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	+	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
GIUGNO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
LUGLIO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
AGOSTO 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
SETTEMBRE 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
OTTOBRE 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
NOVEMBRE 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
DICEMBRE 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VELOCITÀ 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
DIREZIONE 15	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

STAZIONE ANEMOMETRICA DI RIFERIMENTO 1
- Regione Basilicata - Cod. RIF1_1Y
DISPONIBILITÀ MENSILE DEI DATI RELATIVA AL PERIODO:
01/02/2022 - 31/12/2022

Sensore 15 m (sls)	
N° Dati	52,560
N° Dati validi di VELOCITÀ	52,280 99.47%
N° Dati validi di DIREZIONE	52,239 99.39%
VELOCITÀ media del VENTO (m/s)	4.82

LEGENDA: Disponibilità Mensile dati validi	70% < x < 100%	50% < x < 69%	0% < x < 49 %
---	----------------	---------------	---------------

Sensore	2022											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 15 m	97%	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Direzione 15 m	6.5	6.1	5.2	6.5	3.6	3.8	3.4	3.9	5.3	3.4	5.5	4.7

ALLEGATO A3

GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : media della variabile scarto direzione D_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della variabile scarto direzione $sigD$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $D_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $D_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 5%.

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

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

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

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

TABELLA H : Sono riportati i parametri statistici ed i valori delle misure di temperatura rilevati in ciascuno dei mesi dell'anno. In particolare sono riportati:

- 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 : numero di rilievi registrati
- colonna 4 : temperatura minima T_{min} (in °C)
- colonna 5 : temperatura media T_{med} (in °C)
- colonna 6 : temperatura massima T_{max} (°C)

Dai dati medi mensili sono poi calcolati i valori medi totali annuali delle stesse grandezze in colonna.

GRAFICI 13/14 : Riportano gli andamenti della temperatura minima, massima e media nell'arco dei mesi dell'anno e nell'arco delle 24 ore del giorno.

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

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

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8760.0	100.00	0.5	8172.4	93.29
1.0	7666.7	87.52	1.5	7156.3	81.69
2.0	6599.7	75.34	2.5	6058.3	69.16
3.0	5540.2	63.24	3.5	5036.3	57.49
4.0	4509.4	51.48	4.5	3992.1	45.57
5.0	3524.3	40.23	5.5	3083.3	35.20
6.0	2695.9	30.77	6.5	2346.7	26.79
7.0	2035.8	23.24	7.5	1741.4	19.88
8.0	1490.1	17.01	8.5	1267.3	14.47
9.0	1079.2	12.32	9.5	915.0	10.45
10.0	773.0	8.82	10.5	648.6	7.40
11.0	538.2	6.14	11.5	449.9	5.14
12.0	378.7	4.32	12.5	319.5	3.65
13.0	274.0	3.13	13.5	234.2	2.67
14.0	198.7	2.27	14.5	168.9	1.93
15.0	144.8	1.65	15.5	124.0	1.42
16.0	103.2	1.18	16.5	89.3	1.02
17.0	77.1	0.88	17.5	68.7	0.78
18.0	58.3	0.67	18.5	48.8	0.56
19.0	41.1	0.47	19.5	34.5	0.39
20.0	29.5	0.34	20.5	24.8	0.28
21.0	21.1	0.24	21.5	18.4	0.21
22.0	13.7	0.16	22.5	10.9	0.12
23.0	7.7	0.09	23.5	4.5	0.05
24.0	3.2	0.04	24.5	2.0	0.02
25.0	1.7	0.02	25.5	1.2	0.01
26.0	0.5	0.01	26.5	0.5	0.01
27.0	0.3	0.00	27.5	0.3	0.00
28.0	0.3	0.00	28.5	0.3	0.00
29.0	0.3	0.00	29.5	0.3	0.00
30.0	0.0	0.00	30.5	0.0	0.00
31.0	0.0	0.00	31.5	0.0	0.00
32.0	0.0	0.00	32.5	0.0	0.00
33.0	0.0	0.00	33.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 5.09	k = 1.28
---	------------------	-----------------

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

Vmed = 4.71 m/s	sqmV = 3.71 m/s	Vcub = 7.17 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 226 W/m2
-------------------------------------	---------------

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

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

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

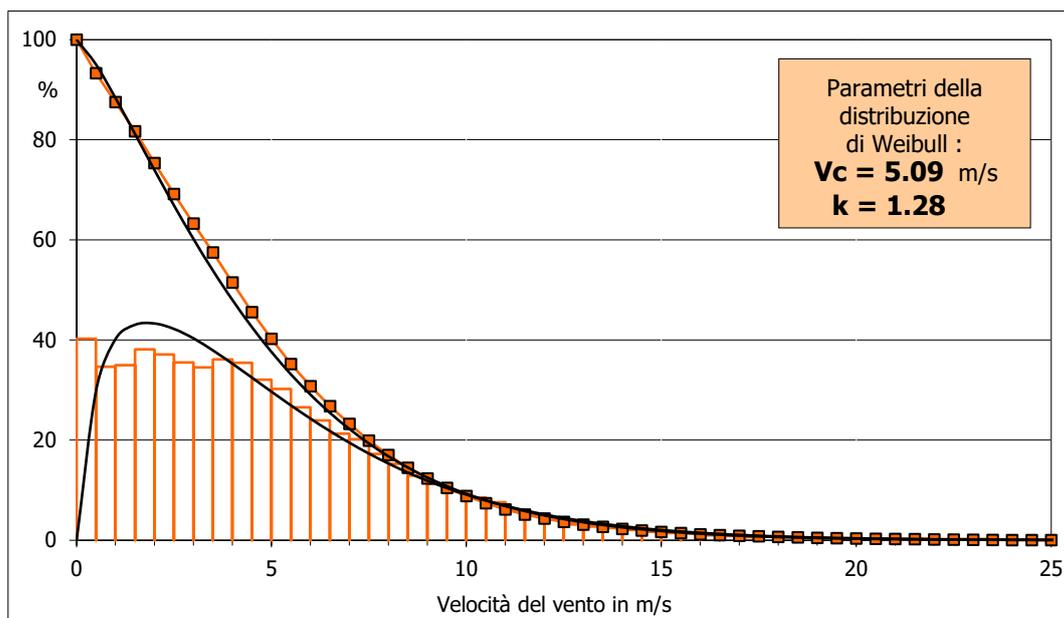
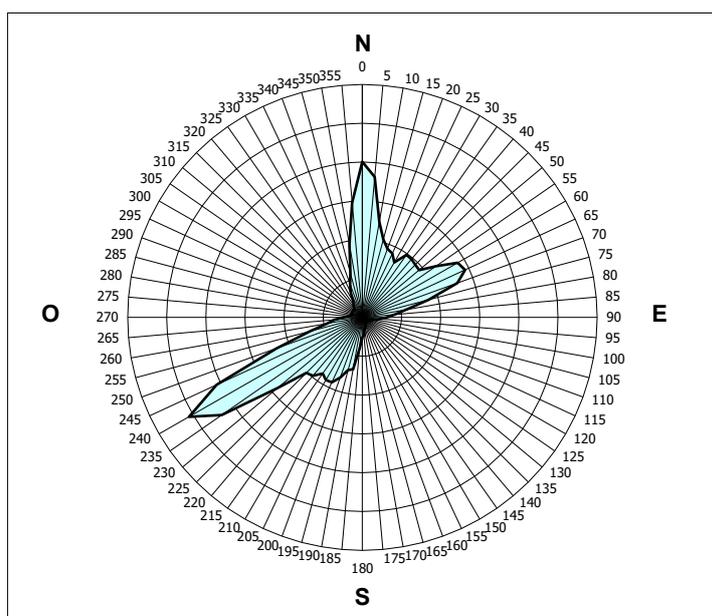


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella B : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

	Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)
2°	N	16.7	8726	6.11	2.96	7.38	17.9	247
4°	NNE	11.2	5865	4.76	2.80	6.17	16.5	144
3°	ENE	14.4	7525	3.47	2.33	4.82	12.7	69
6°	E	4.4	2317	2.49	1.74	3.59	9.6	28
12°	ESE	1.1	572	1.61	1.21	2.52	9.2	10
11°	SSE	1.1	599	1.86	1.35	2.85	12.6	14
7°	S	4.1	2166	3.40	1.67	4.12	12.9	43
5°	SSO	10.7	5616	4.29	2.24	5.47	22.1	100
1°	OSO	20.7	10806	7.94	4.42	10.12	29.9	635
8°	O	3.6	1888	4.21	2.78	5.80	18.9	119
10°	ONO	1.7	869	2.35	1.72	3.71	18.4	31
9°	NNO	3.4	1783	4.36	2.88	6.01	16.0	133
	NoDir	0.1	41	6.55	1.87	7.04	10.6	214
	Calme	6.7	3507	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		52280	4.82	3.63	7.13	29.9	222

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	1.00	4.75	3.93	7.52	24.2	260	194
Gen	0.97	6.52	3.90	8.51	25.9	378	281
Feb	0.98	6.11	4.46	8.75	23.3	410	276
Mar	0.99	5.23	3.17	6.82	16.9	194	144
Apr	1.00	6.52	4.30	8.83	21.0	421	303
Mag	1.00	3.61	2.56	5.03	12.6	78	58
Giu	1.00	3.85	2.72	5.42	14.3	98	70
Lug	1.00	3.40	2.50	4.93	13.9	73	55
Ago	1.00	3.93	2.45	5.24	18.4	88	66
Set	1.00	5.29	3.74	7.59	25.4	268	193
Ott	1.00	3.40	2.31	4.78	14.0	67	50
Nov	1.00	5.46	4.40	8.40	29.9	362	261

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	5.78	4.16	8.28	25.9	347	751
Primavera (Mar - Mag)	5.10	3.61	7.20	21.0	229	506
Estate (Giu - Ago)	3.72	2.57	5.20	18.4	86	190
Autunno (Set - Nov)	4.70	3.70	7.22	29.9	231	503

Anno	4.82	3.63	7.14	29.9	223	1950
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

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

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

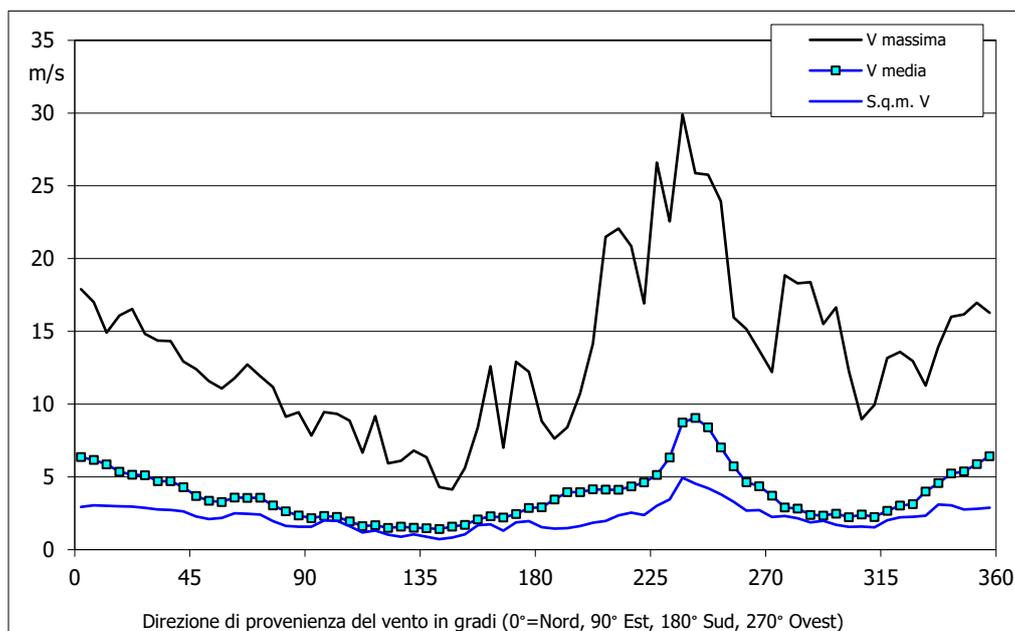
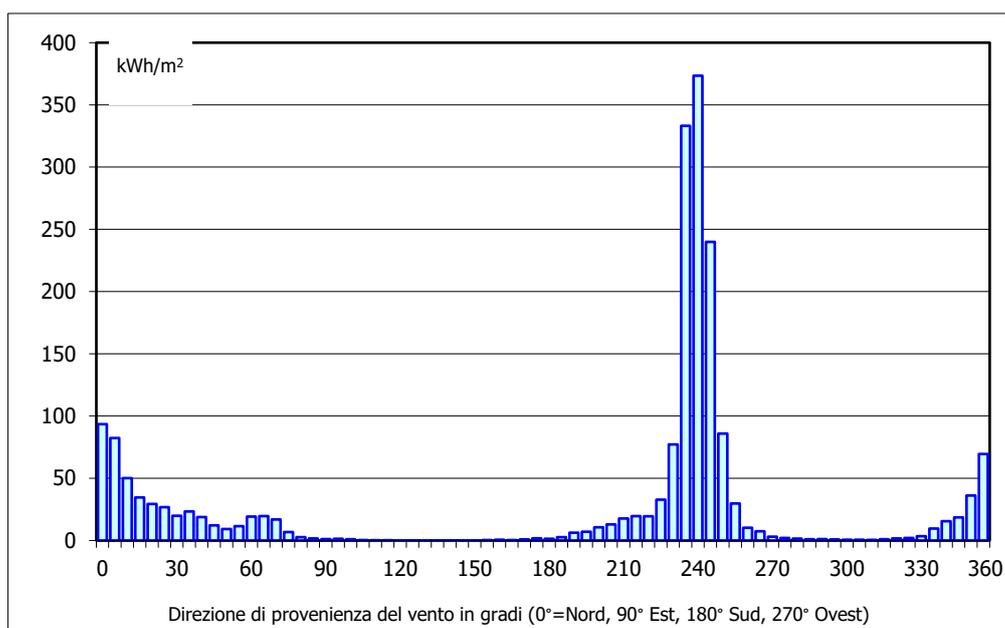


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

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

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

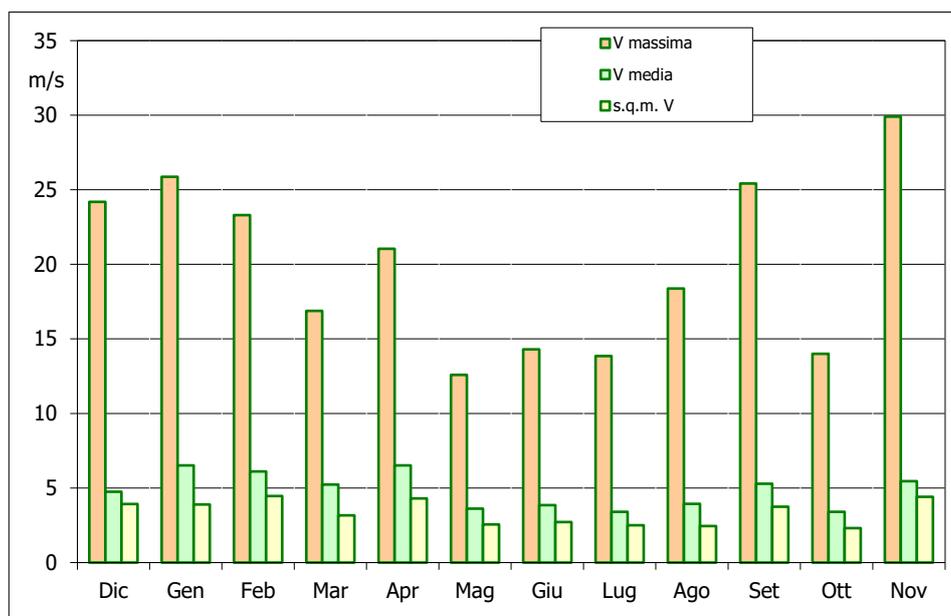
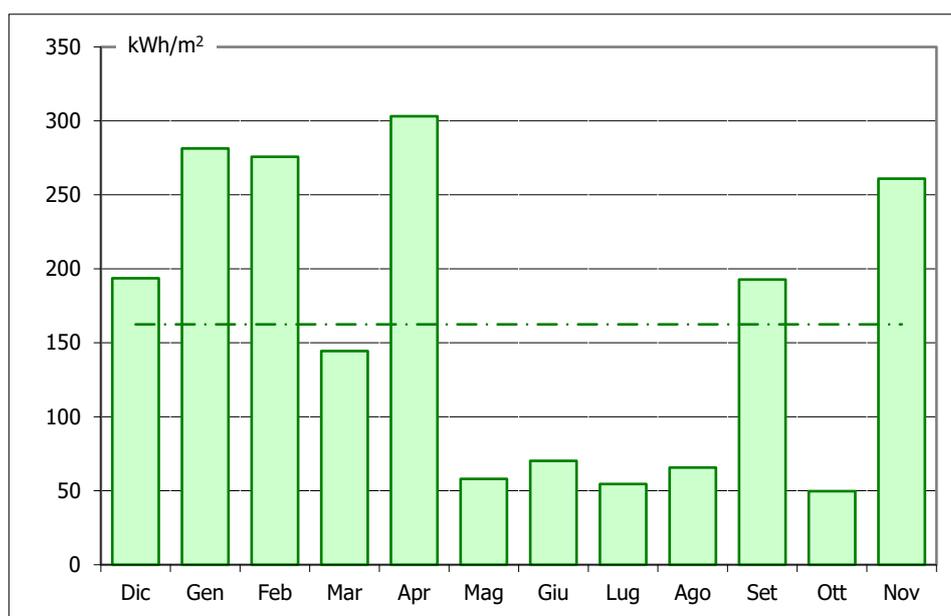


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

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

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

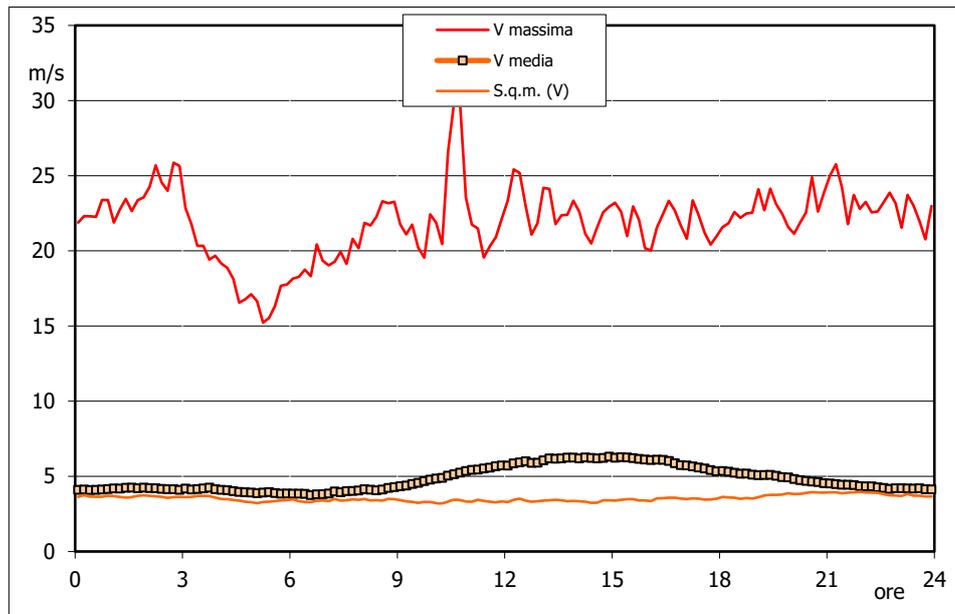
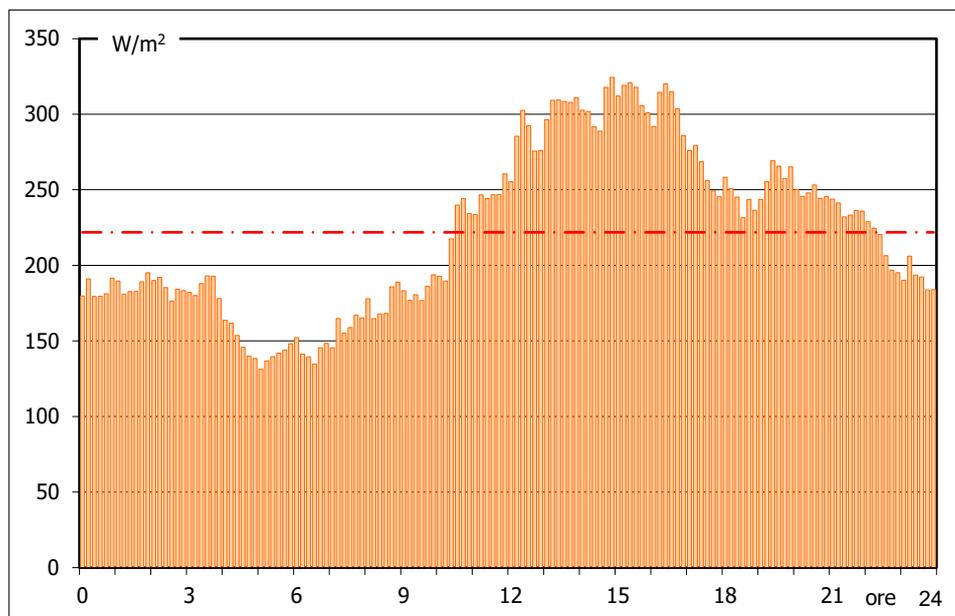


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

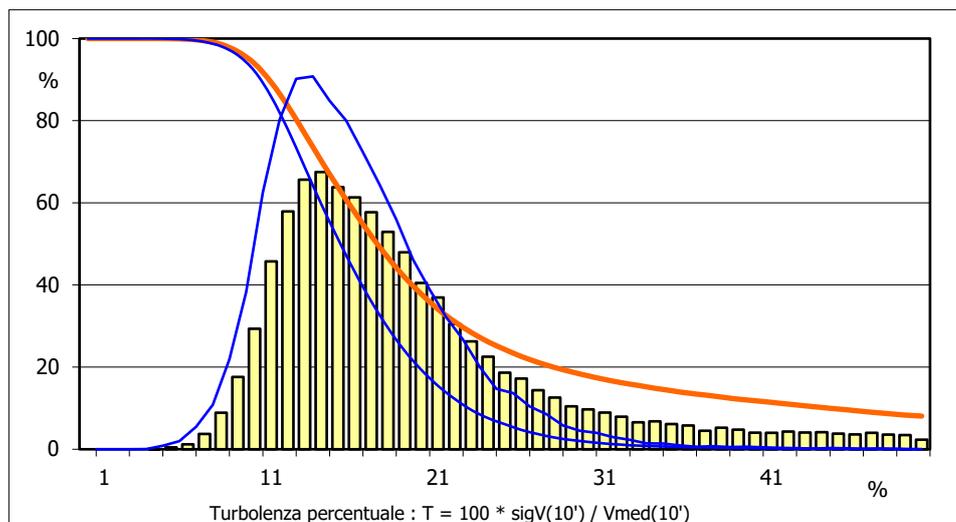
Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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	17.9	8726	21.2	10.8	10.2	43.5
Nord-NordEst	12.0	5865	24.0	13.2	10.3	55.5
Est-NordEst	15.4	7525	23.2	15.6	9.5	59.3
Est	4.8	2317	31.1	17.7	12.0	65.7
Est-SudEst	1.2	572	47.0	18.4	18.3	74.9
Sud-SudEst	1.2	599	43.8	19.1	17.4	76.0
Sud	4.4	2166	26.3	16.8	11.2	64.8
Sud-SudOvest	11.5	5616	19.8	12.8	9.5	50.7
Ovest-SudOvest	22.2	10806	16.5	10.1	9.2	34.0
Ovest	3.9	1888	23.5	18.6	7.9	64.6
Ovest-NordOvest	1.8	869	32.7	20.9	9.9	69.1
Nord-NordOvest	3.7	1783	26.6	17.6	9.6	64.6
Nessuna Direzione	0.1	41	18.5	6.0	11.1	29.0
Totale =	93.3	48773	22.4	14.8	9.6	58.2

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	44.8	21861	30.2	18.5	10.4	67.0
4 < V < 8	36.9	18019	16.4	5.7	9.0	26.7
8 < V < 12	13.6	6633	15.5	4.6	9.5	24.0
12 < V < 16	3.4	1644	15.0	4.0	10.1	22.1
16 < V < 20	0.9	440	13.6	2.6	10.0	18.0
V > 20	0.4	176	13.0	1.9	10.4	16.5
Totale* =	51.5	26912	16.0	5.3	9.2	25.8

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

Tabella D e Grafico 9

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

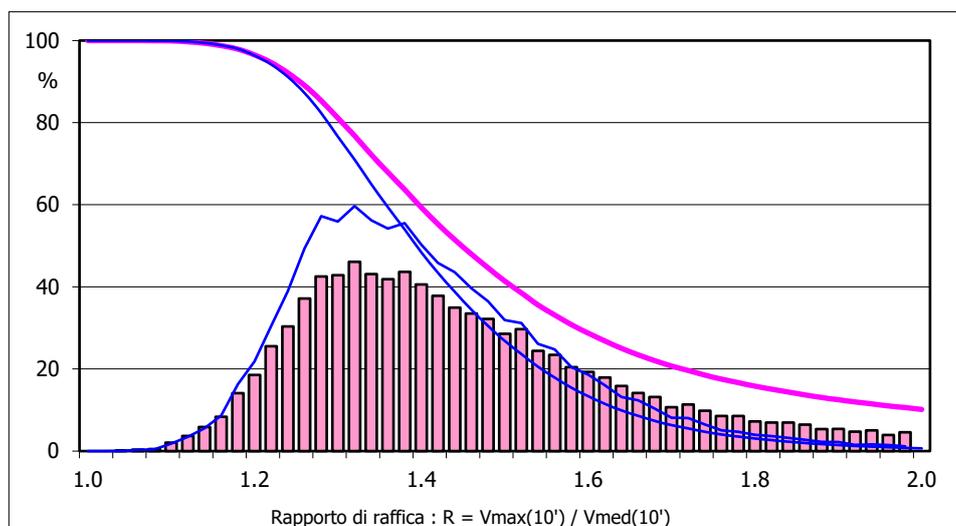
Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

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

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

Settore direzione	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
Nord	17.9	8726	1.58	0.31	1.22	2.06
Nord-NordEst	12.0	5865	1.64	0.36	1.23	2.32
Est-NordEst	15.4	7525	1.57	0.40	1.20	2.39
Est	4.8	2317	1.77	0.48	1.26	2.72
Est-SudEst	1.2	572	2.22	0.63	1.42	3.47
Sud-SudEst	1.2	599	2.17	0.66	1.42	3.58
Sud	4.4	2166	1.69	0.49	1.26	2.72
Sud-SudOvest	11.5	5616	1.52	0.35	1.22	2.16
Ovest-SudOvest	22.2	10806	1.45	0.28	1.21	1.82
Ovest	3.9	1888	1.61	0.55	1.17	2.80
Ovest-NordOvest	1.8	869	1.82	0.62	1.21	3.10
Nord-NordOvest	3.7	1783	1.69	0.51	1.22	2.71
Nessuna Direzione	0.1	41	1.55	0.23	1.19	1.90
Totale =	93.3	48773	1.59	0.41	1.22	2.39

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	44.8	21861	1.76	0.53	1.22	2.83
4 < V < 8	36.9	18019	1.45	0.17	1.20	1.75
8 < V < 12	13.6	6633	1.44	0.16	1.22	1.72
12 < V < 16	3.4	1644	1.43	0.14	1.24	1.66
16 < V < 20	0.9	440	1.39	0.10	1.24	1.54
V > 20	0.4	176	1.36	0.07	1.25	1.46
Totale* =	51.5	26912	1.44	0.17	1.21	1.73

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

Tabella E e Grafico 10

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

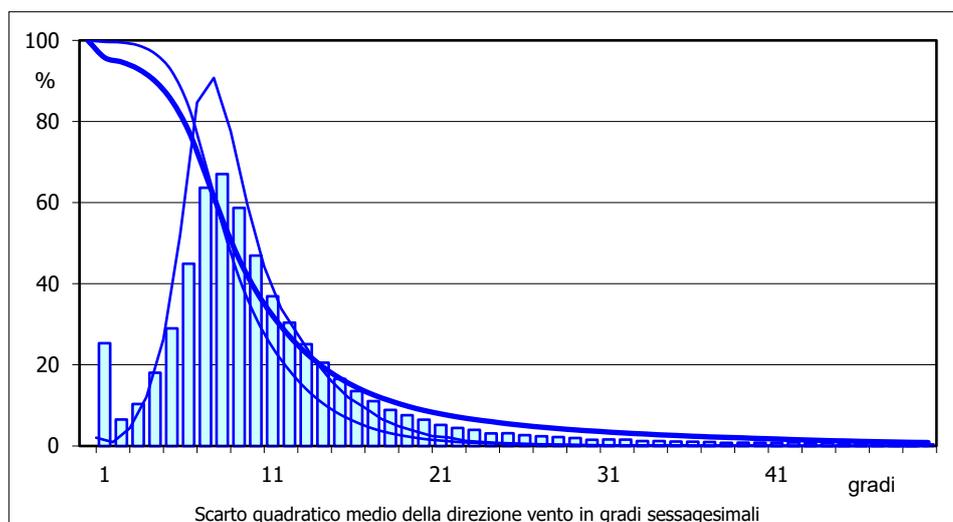
Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella G : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO Q. M. DELLA DIREZIONE VENTO

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

Settore direzione	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
Nord	17.9	8726	10.8	6.9	3.4	21.0
Nord-NordEst	12.0	5865	13.6	8.6	1.5	28.8
Est-NordEst	15.4	7525	9.2	8.1	0.4	22.9
Est	4.8	2317	13.4	11.1	0.6	35.4
Est-SudEst	1.2	572	25.1	15.9	1.3	50.3
Sud-SudEst	1.2	599	23.0	15.2	6.2	50.3
Sud	4.4	2166	13.9	9.0	4.7	31.7
Sud-SudOvest	11.5	5616	10.3	6.7	3.2	20.4
Ovest-SudOvest	22.2	10806	9.0	5.2	3.8	14.8
Ovest	3.9	1888	11.2	10.0	1.6	31.6
Ovest-NordOvest	1.8	869	13.9	13.3	0.6	42.5
Nord-NordOvest	3.7	1783	13.3	10.8	1.5	37.3
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	93.2	48732	11.2	8.5	1.7	26.1

Classe velocità m/s	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
V < 4	44.9	21857	13.0	11.7	0.6	36.8
4 < V < 8	36.9	17992	9.9	4.4	4.1	17.5
8 < V < 12	13.6	6623	9.4	3.1	5.1	14.7
12 < V < 16	3.4	1644	9.1	2.5	5.7	13.2
16 < V < 20	0.9	440	8.3	1.5	5.9	10.4
V > 20	0.4	176	8.0	1.0	6.1	9.0
Totale* =	51.4	26875	9.7	4.0	4.4	16.5

Grafico 12 : DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO QUADRATICO MEDIO DELLA DIREZIONE VENTO

Tabella G e Grafico 12

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Basilicata (Cod.RIF1_1Y)

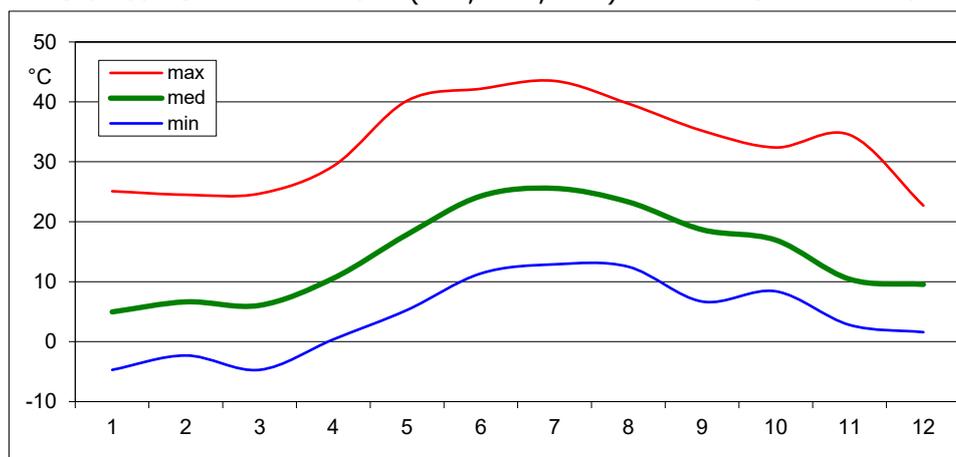
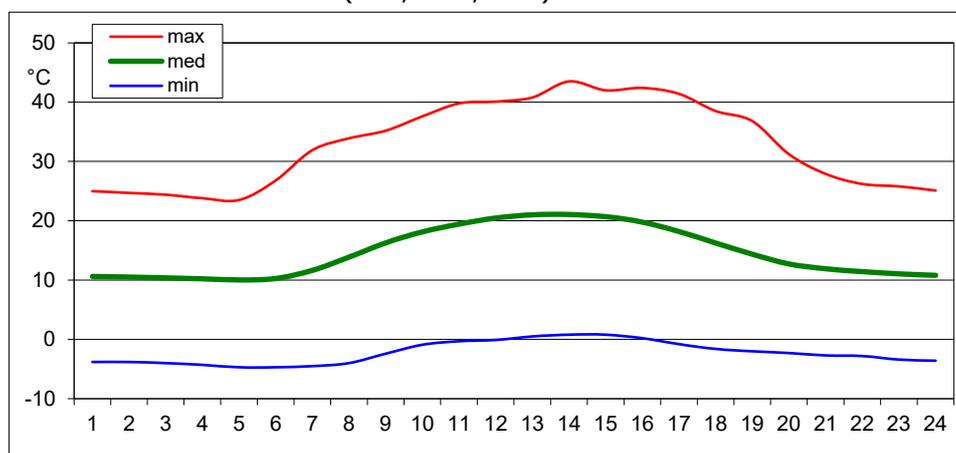
Periodo di elaborazione: 01/01/2022 - 31/12/2022 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.47 % (52280 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella H : TEMPERATURE MINIME MEDIE E MASSIME NEI MESI DELL'ANNO

Mese	Meq.	n° misure	Tmin (°C)	Tmed (°C)	Tmax (°C)
Gen	1.00	4464	-4.7	5.0	25.1
Feb	1.00	4032	-2.3	6.6	24.5
Mar	1.00	4464	-4.7	6.1	24.7
Apr	1.00	4320	0.4	10.6	29.3
Mag	1.00	4461	5.3	17.9	40.2
Giu	1.00	4320	11.4	24.3	42.2
Lug	1.00	4464	12.9	25.6	43.5
Ago	1.00	4464	12.5	23.3	39.7
Set	1.00	4320	6.7	18.7	35.2
Ott	1.00	4320	8.4	16.9	32.4
Nov	1.00	4320	2.8	10.4	34.5
Dic	1.00	4464	1.6	9.5	22.7
Anno		52413	-4.7	14.6	43.5

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

Grafico 13 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NEI 12 MESI DELL'ANNO

Grafico 14 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NELLE 24 ORE DEL GIORNO MEDIO

Tabella H e Grafici 13 e 14

ALLEGATO A4

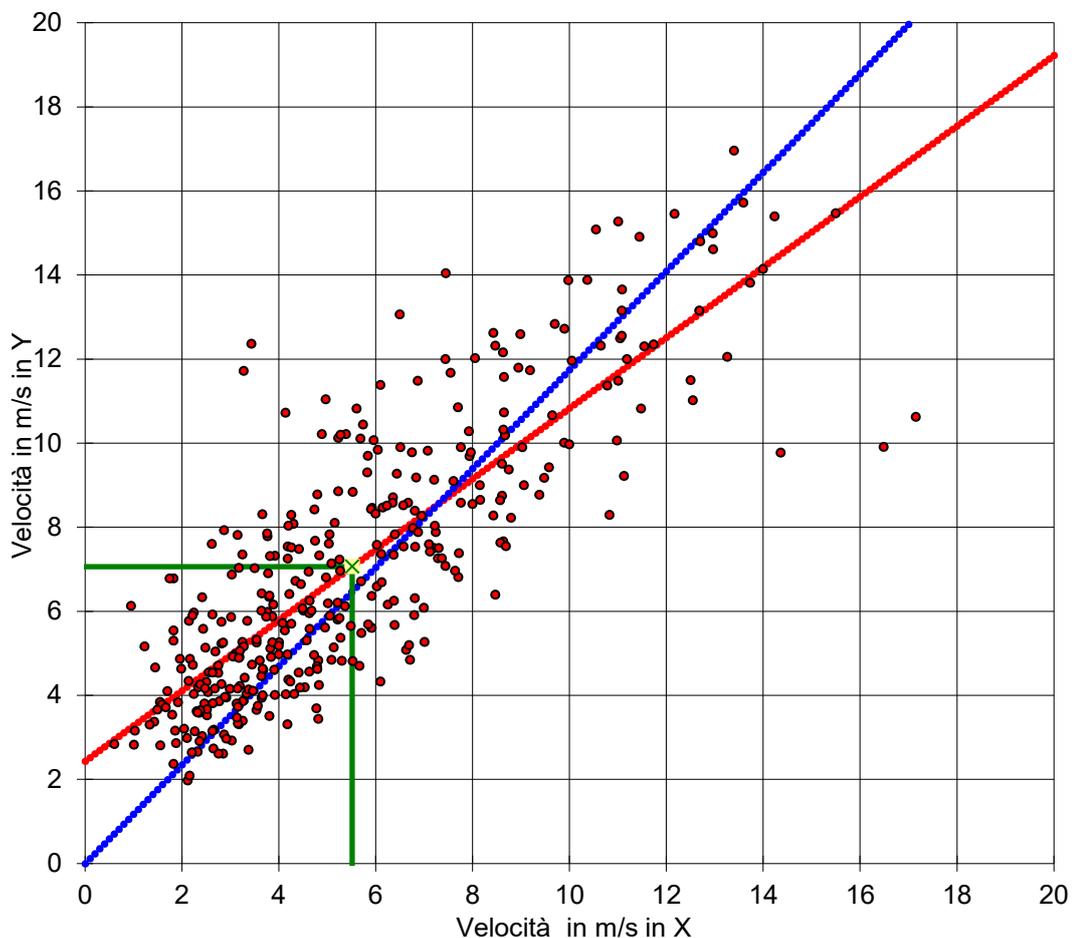
CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE GIORNALIERE RILEVATE A:

Variabile X: TA di RIFERIMENTO1 (codice: RIF1_T) a 15 m dal suolo
Variabile Y: TA di RIFERIMENTO2 (codice: RIF2) a 15 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = 0.824 (Regressione lineare con 365 punti)

(Y = A * X + B) : A = 0.839 ; B = 2.439 (Y = C * X) : C = 1.175

V media(X) = 5.513 ; V media(Y) = 7.066 (Ym = R * Xm) : R = 1.282



Valore Storico in (X) = 5.273 m/s Valore Misurato in (Y) = 7.070 m/s

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 6.865 m/s ks = 0.971

Valore Storico in Y (Y=C * X) = 6.194 m/s ks = 0.876

Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 6.759 m/s ks = 0.956

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

Figura 1