

REGIONE SARDEGNA

Provincia del Nord-Est Sardegna

COMUNI DI LURAS E TEMPIO PAUSANIA



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/02/22	TECNOGAIA	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	31/01/22	TECNOGAIA	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

VGE 04

Volta Green Energy

Piazza Manifattura, 1 - 38068 Rovereto (TN)
Tel. +39 0464 625100 - Fax +39 0464 625101 - PEC vge04@legalmail.it



Società di Progettazione:



Ingegneria & Innovazione

Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

PARCO EOLICO PETRA BIANCA

Progettista/Resp. Tecnico:
Dott. Ing. Cesare Furno
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Catania
n° 6130 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE ANEMOLOGICA E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

Progettisti:
Claudio Gaioni
Carlo Mazzarella
Tecnici del Vento
TecnoGaia S.r.l.

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C 20042S05-VA-RT-02-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



Parco eolico denominato "Petra Bianca" nei Comuni di Luras e Tempio Pausania Provincia del Nord-Est Sardegna

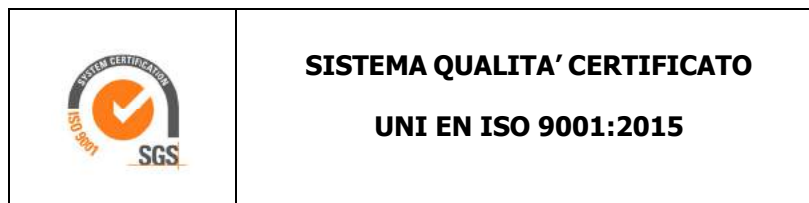
Regione Sardegna

Relazione anemologica e Stima di producibilità

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
VGE 04	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Gennaio	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Claudio Gaioni</i>
					APPROVAZIONE
ORDINE RIF.	Acc. ns. Offerta nr. 86_BS_2021 del 19/04/2021 e successivi incarichi				C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>

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

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



1	PREMESSA	4
2	LA STAZIONE ANEMOMETRICA	5
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	6
4	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)	6
5	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 70M DAL SUOLO	9
6	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	11
7	AEROGENERATORE DI PROGETTO	12
8	VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP	13
9	PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	14
10	PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO	15
11	CONCLUSIONI	16

ALLEGATI:

Nr.	Tipo	DESCRIZIONE
1	Documenti	Scheda di installazione della stazione anemometrica la cui serie di dati è stata utilizzata per le stime e valutazioni dell'impianto in progetto, nonché il certificato di calibrazione del sensore di velocità di riferimento
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Grafico	Correlazione tra i dati di media mensile tra la stazione di riferimento e la serie storica
4	Tabella	File "TAB" dei dati anemometrici stimato dal modello di calcolo WASP nel punto di una turbina (T07) baricentrico del layout e che, come ventosità media, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso, utilizzando in ingresso i dati di una stazione, previa verifica del suo posizionamento storico
5	Tavola	Tavole con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di quattordici turbine
6	Documenti	Brochure aerogeneratore di progetto
7	Tabella	Producibilità Lorda dell'impianto in progetto

1. PREMESSA

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

Oggetto del presente studio, realizzato da TecnoGaia per conto di **VGE04 S.r.l.** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Luras e Tempio Pausania, nella provincia del Nord-Est Sardegna, regione Sardegna.

Detta stima, per la quale è fondamentale disporre di misure della velocità e della direzione del vento raccolte strumentalmente per un periodo sufficientemente ampio, è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, denominata Riferimento 1 (codice RIF1), installata nel Novembre 2013 nel territorio comunale di Luras, che ha raccolto dati per ben oltre un anno, con una elevata disponibilità di dati validi. La bontà dei suoi dati è stata suffragata da confronti e correlazioni con quelli di una serie storica appartenente ad una stazione localizzata nell'area di interesse, a conferma che tali serie di dati sono compatibili con quelle della zona di appartenenza, inerenti lo stesso regime di venti e ben rappresentative del sito in oggetto.

Allo scopo di poter procedere con lo studio, TecnoGaia ha reso disponibili anche le elaborazioni di altre serie di dati appartenenti ad altrettante stazioni installate nella più ampia zona considerata e i cui raffronti e verifiche sono stati positivi, permettendo di validare le scelte intraprese.

Il Committente ha chiesto di svolgere tutte le attività utili per valutare la produzione elettrica attesa da un impianto eolico costituito da un insieme di quattordici turbine di grande potenza e, allo stesso tempo, di verificare i requisiti minimi di ventosità a 70 m dal suolo ed il raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue di funzionamento, come richiesto dalle specifiche normative regionali.

Il processo effettuato può essere suddiviso nelle seguenti attività elementari:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici rilevati dalla stazione installata nei pressi del sito
- Verifica del posizionamento storico della serie di dati disponibili (storicizzazione)
- Valutazione della ventosità a 70 m s.l.s. del sito e, specificatamente, dei punti di prevista installazione delle turbine

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

2. LA STAZIONE ANEMOMETRICA

La stazione anemometrica denominata "Riferimento 1" (codice RIF1) ha raccolto dati in una località ad una quota superiore di un centinaio di metri rispetto all'altitudine media del sito di interesse e posta nella parte Nord-orientale rispetto allo stesso. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, proprio grazie alla particolare posizione elevata di quest'ultima e non rilevandosi significativi ostacoli tra i punti, anche grazie alle correlazioni con gli altri presidi anemometrici, mantiene caratteristiche tali da poter rappresentare il comportamento della risorsa per un'ampia parte del territorio, compresa quella d'interesse per questo studio.

La stazione era costituita da un sostegno tubolare di altezza pari a 30 m, dotato della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	30 m	Secondwind C3
Sensore: VELOCITÀ	20 m	Secondwind C3
Sensore: DIREZIONE	30 m	NRG #200P
Acquisitore	3 m	Secondwind Nomad 2

Il data-logger, di tipo Secondwind Nomad 2, che ha registrato le grandezze di direzione e velocità, pre-elabora i dati campionati e registra i risultati ogni 10 minuti su apposita memoria magnetica.

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

- ✓ Coordinate in metri nel sistema Geografico WGS84:
Latitudine: **41° 00' N**
Longitudine: **9° 10' E**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **490 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **altopiano**
- ✓ Orografia circostante: **collinare**
- ✓ Utilizzo del terreno: **pascolo**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **nessuno**

Copia della scheda di installazione della stazione, nonché del certificato di calibrazione dell'anemometro installato a 30 m, sono inclusi nell'**Allegato 1**.

3. I DATI ANEMOMETRICI

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

Codice	Denominazione	Coordinate Geografiche WGS84 Fuso 32		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza sost. (m)	Periodo di misura disponibile	
		N	E			Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	41° 00'	9° 10'	490	30	Novembre 2013	Marzo 2015

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati, di cui l'**Allegato 2** riporta le tabelle e grafici relativi, evidenziano una disponibilità della serie, per l'intero periodo, molto elevata (vicino al 100%), e vengono riassunti qui sotto:

Codice Stazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1	15.4	30	6.41	411	7.02	1.47

4. VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Nonostante la discreta consistenza temporale della serie di dati disponibili (oltre 1 anno), al fine di verificare il posizionamento storico della velocità media rilevata rispetto al lungo periodo, è stata svolta l'attività di storicizzazione di tali dati. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico è infatti un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

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

Nel caso specifico, si dispone della serie storica di una stazione facente parte della Rete Meteorologica dell'Aeronautica Militare, specificatamente Olbia Costa Smeralda, i cui dettagli sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
16531	Lat. 40.54° Long. 9.31°	10	10	Gennaio 1995	* attiva *

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

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile della stazione di "Riferimento 1" e della serie storica "16531"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due serie anemometriche, rappresentato graficamente nell'**Allegato 3**, ha dato esito positivo; il coefficiente di correlazione discreto, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di accettare la correlazione svolta.

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

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

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

E per analogia che:

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

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

Serie storica "Olbia Costa Smeralda" (Cod. 16531) a 10 m dal suolo - Variabile X									
Stazione Anemometrica Variabile Y	Tipo di correlazione	n° punti correlazione	Coeff. di correlazione Ro	Parametro A	Parametro B	Misura di LP di X	Stima di LP in Y	Velocità in sito Y	Ks
"Riferimento 1" a 30 m sls Cod. RIF1	Mensile (> 70%)	15	0.892	1.382	1.135	3.753	6.321	6.405	0.987

Dove:

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

La correlazione indica che la ventosità misurata da Riferimento 1 è superiore a quella attesa sul lungo periodo e verrà quindi decrementata del 1.3% per considerarla allineata al lungo termine.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 30 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **6.32 m/s**.

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati storicizzati della stazione Riferimento 1, sono riportate nell'**Allegato 4**. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 115 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità, all'impianto in progetto.

5. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 70 m DAL SUOLO

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

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

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

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

dove 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 .

Pur avendo a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due altezze dal suolo, non si è ritenuto esaustivo per l'intero impianto, stimare il valore di α sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione (la cui ventosità è ben oltre i requisiti minimi già a 30m dal suolo). Comunque, tale valore si otterrebbe dall'applicazione della stessa formula di cui sopra:

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

A tal fine, pertanto, la verifica di questa condizione verrà svolta con il modello WASP, cioè verrà effettuata una simulazione del campo di vento a 70 m dal suolo, fornendo in input (vedi Capitolo 8) i dati rilevati nel punto della stazione considerata e l'orografia del sito.

Nella tabella seguente vengono riepilogate le ventosità all'altezza di 70 m stimate in tutte le posizioni ipotizzate per l'impianto in progetto.

ID	Coordinate ED50 Fuso 32		HH	Vmed [m/s]
	Longitudine [m]	Latitudine [m]		
T01	506,561	4,536,395	70	6.72
T02	504,446	4,536,292	70	6.89
T03	506,332	4,535,047	70	6.10
T04	506,019	4,533,828	70	6.43
T05	508,403	4,535,322	70	6.13
T06	509,552	4,534,242	70	6.17
T07	508,772	4,536,013	70	5.99
T08	509,619	4,535,942	70	6.10
L09	512,478	4,537,792	70	5.94
T10	505,094	4,536,313	70	7.27
L11	511,613	4,537,339	70	6.43
L12	515,648	4,534,679	70	6.18
L13	516,457	4,534,923	70	6.30
L14	516,326	4,535,397	70	6.73

Come si può vedere, il requisito della normativa, ovvero il raggiungimento di almeno 5 m/s all'altezza dal suolo di 70 m, è ampiamente rispettato, con ventosità da un minimo di 5.94 m/s ad un massimo di 7.27 m/s (media pari a 6.38 m/s).

6. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in progetto è ubicato nella Regione Sardegna, nel territorio dei Comuni di Luras e Tempio Pausania. L'altitudine media del sito è pari a circa 400 m sul livello del mare.

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

ID (*)	Coordinate WGS84 Fuso 32		Coordinate ED50 Fuso 32		El [m]
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	
T01	506,480	4,536,204	506,561	4,536,395	450
T02	504,365	4,536,101	504,446	4,536,292	510
T03	506,251	4,534,856	506,332	4,535,047	418
T04	505,938	4,533,637	506,019	4,533,828	467
T05	508,322	4,535,131	508,403	4,535,322	414
T06	509,471	4,534,051	509,552	4,534,242	402
T07	508,691	4,535,822	508,772	4,536,013	400
T08	509,538	4,535,751	509,619	4,535,942	406
L09	512,397	4,537,601	512,478	4,537,792	420
T10	505,013	4,536,122	505,094	4,536,313	522
L11	511,532	4,537,148	511,613	4,537,339	433
L12	515,567	4,534,488	515,648	4,534,679	306
L13	516,376	4,534,732	516,457	4,534,923	288
L14	516,245	4,535,206	516,326	4,535,397	263

(*) Le turbine con codice Txx sono localizzate nel Comune di Tempio Pausania. Le restanti, codici Lxx, nel Comune di Luras

Nelle tavole dell'**Allegato 5** è rappresentata l'ubicazione dell'impianto stesso in scala 1:25.000 su cartografia IGMI e areale sito su stralcio 1:200.000.

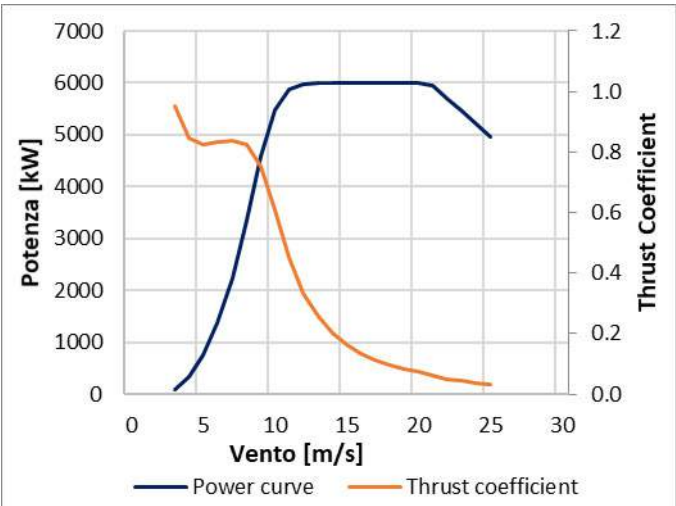
7. AEROGENERATORE DI PROGETTO

Per la valutazione di producibilità è stato indicato dal Committente un modello di aerogeneratore di grande taglia, le cui caratteristiche tecniche principali sono riportate nell'**Allegato 6** e qui in tabella.

COSTRUTTORE	MODELLO	MW	DIAMETRO ROTORE (m)	H MOZZO (m)	CLASSE
Siemens Gamesa	SG 6.0-170 (AM-2)	6.0	170	115	IIIA / IIIB

Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m³), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		SG 6.0-170 (AM-2)		Diametro		170 m	
Altezza di mozzo		115 m		Classe IEC		IIIA / IIIB	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	89	0.953					
4	328	0.847					
5	758	0.824					
6	1376	0.833					
7	2230	0.837					
8	3350	0.825					
9	4590	0.754					
10	5485	0.607					
11	5864	0.451					
12	5971	0.335					
13	5994	0.256					
14	5999	0.202					
15	6000	0.163					
16	6000	0.135					
17	6000	0.113					
18	6000	0.097					
19	6000	0.085					
20	6000	0.075					
21	5956	0.060					
22	5708	0.051					
23	5460	0.043					
24	5212	0.037					
25	4964	0.032					



8. VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WASP 10.2 (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di 280 km², precisamente un rettangolo di 20x14 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizzata la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

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

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè rispettivamente sulla capacità del modello di rappresentare mediante una curva di Weibull la ventosità misurata e di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo. Sono state inoltre effettuate ulteriori verifiche, il cui esito è stato positivo, ovvero il confronto tra le stime del modello e le misure effettivamente svolte in altri punti del territorio circostante la stazione di Riferimento 1 (analisi di micrositing) grazie alla disponibilità di serie aggiuntive appartenenti a stazione anemometriche i cui dati sono nella disponibilità di TecnoGaia.

La prima verifica (approssimazione della curva di Weibull) ha dato esiti soddisfacenti con discrepanze percentuali in termini di ventosità prossime allo zero e, nel confronto tra i valori di energia specifica, accettabili e nei limiti propri dello strumento di calcolo utilizzato (valori inferiori o prossimi all'1%).

Per quanto attiene alla verifica del gradiente, disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, il confronto può essere svolto tra questo ed il valore di alfa stimato da WASP nello stesso punto e alle stesse altezze di misura.

Per soddisfare l'esigenza descritta, è stata effettuata una simulazione sulla verticale della stazione Riferimento 1, attraverso il raffronto dei gradienti tra le altezze di misura (30 e 20 m). Il gradiente sperimentale, pari a 0.15, risulta essere leggermente maggiore di quello stimato dal modello di calcolo, ovvero 0.12. È stato altresì verificato il gradiente tra la misura utilizzata per le valutazioni di producibilità (30 m) e l'altezza del mozzo delle turbine ipotizzate (115 m). Quest'ultimo valore è invece in linea con quello misurato.

Alla luce di quanto emerso, si ritiene corretto lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo di 115 m.

In ingresso al modello sarà dunque utilizzata la serie dei dati raccolti alla sua altezza di misura dal sensore della stazione di Riferimento 1, successivamente storicizzata con la metodologia esposta al Capitolo 4 ed estrapolata, tramite modello di calcolo, all'altezza di 115 m dal suolo.

9. PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

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

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI LURAS E TEMPIO PAUSANIA			
Produzione Lorda attesa			
Costruttore	Modello	P Lorda (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
Siemens Gamesa	SG 6.0-170 (AM-2)	294.839	3510

Il dettaglio, per ciascuna turbina, è invece reso disponibile nella Tabella dell'**Allegato 7**. Essa riporta, in ordine, per ciascuna colonna:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50 – Fuso 32
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo ipotizzata
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione attesa (lorda al netto della scia) e la potenza nominale della macchina

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

10. PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO

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

Perdite considerate	IMPIANTO EOLICO DI LURAS E TEMPIO PAUSANIA (SS)
	%
Densità aria alla densità di 1.165 Kg/m ³	-2.5%
Disponibilità aerogeneratore	-3.0%
Disponibilità aerogeneratore – 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 aerogeneratore	-1.5%
Totale perdite	-10.2%

Disponibilità Contrattuale dell'Aerogeneratore: 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 aerogeneratore: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale della turbina.

Ne risulta pertanto una produzione attesa netta:

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI LURAS E TEMPIO PAUSANIA			
Produzione netta attesa (P_{50%})			
Costruttore	Modello	P Netta (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
Siemens Gamesa	SG 6.0-170 (AM-2)	264.634	3150

11. CONCLUSIONI

Il presente studio riporta la valutazione di produzione attesa da un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Luras e Tempio Pausania. Esso ha carattere preliminare per la valutazione della produzione attesa, ma anche lo specifico obiettivo di verificare il soddisfacimento dei requisiti anemologici richiesti dalla normativa della Regione Sardegna nell'ambito dell'iter autorizzativo.

Tali requisiti si riassumono nella durata della misura, nel superamento del valore di ventosità media annua di 5 m/s a 70 m dal livello del suolo e nel raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue.

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

Le ventosità medie annue stimate a 70 m dal suolo sulle verticali dei punti ipotizzati per l'installazione delle quattordici turbine superano abbondantemente il valore limite inferiore richiesto, anche sopravvalutando le insite incertezze della misura (vedi Capitolo 5). Anche il requisito tecnico di ore equivalenti di funzionamento (≥ 2000 ore/anno), sia a livello di impianto nella sua globalità, sia per ciascuna singola turbina, è soddisfatto.

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

All'ottenimento del titolo abilitativo e nella sola ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, con misure anche di breve durata, affiancate da tecnologie di Remote Sensing. Si consiglia inoltre un successivo approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi

specifiche delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, determini l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità (P75%, P90%,) solitamente richiesto per il finanziamento.

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

ALLEGATO 1

QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO
 Scheda della stazione anemometrica



Sito: Luras

Fornitore: Tecnogaia

Data	Codifica documento	Archivio	Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

Nome stazione (max 16 car.): **Riferimento1** Codice: **RIF1**
 Comune di: **Luras** Provincia: **SS** Regione: **Sardegna**
 Tavoleta IGMI: **Calangianus** Foglio n°: **181 IV NE**

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

<i>SENSORE VELOCITÀ</i>	<i>h dal suolo(m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Modello</i>	<i>n° matricola</i>	<i>n° inventario</i>	<i>Posizione sensori</i>	
A	30	SECONDWIND	C3	10-4713	TG10/1853	345°	
B	20	SECONDWIND	C3	10-4735	TG07/1874	345°	
C							
D							

<i>SENSORE DIREZIONE</i>	<i>h dal suolo(m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Modello</i>	<i>n° matricola</i>	<i>n° inventario</i>	<i>ZERO</i>	<i>Rotazione Positiva verso il settore</i>
A	30	NRG	200P		TG10/1804	165°	SUD
B							
C							

ACQUISITORE	SECONDWIND	NOMAD2	#4704	TG07/1156	ACCESSORI: KIT GSM
--------------------	-------------------	---------------	--------------	------------------	-------------------------------

SOSTEGNO	30	TG	⊙120		
-----------------	-----------	-----------	-------------	--	--

<i>Contenitore delle apparecchiature</i>					
------------------------------------------	--	--	--	--	--

Verifica in uscita effettuata da: **Bonsi**

Data: **20/09/10**

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

Coordinate chilometriche UTM ED50: long. **514 126** - latit. **4 538 079** - Fuso **32**
 Altitudine in metri s.l.m.: **496**
 Caratteristiche orografiche: **ALTOPIANO** Utilizzo del terreno: **PASCOLO**
 Dimensioni dell'area interessata: **2 (kmq)** Accessibilità: **BUONA**
 Presenza linee elettriche: **BT rurale distanza 0.2 km**

Note :

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

Sarà effettuata da: **Tecnogaia**

per conto di: **Tecnogaia**

Scheda A-1

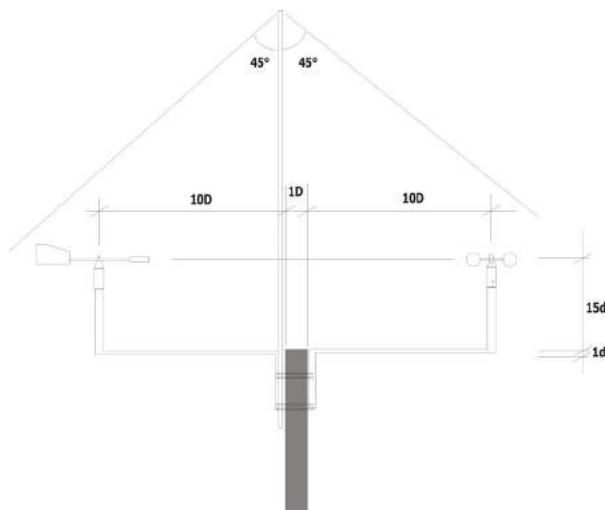
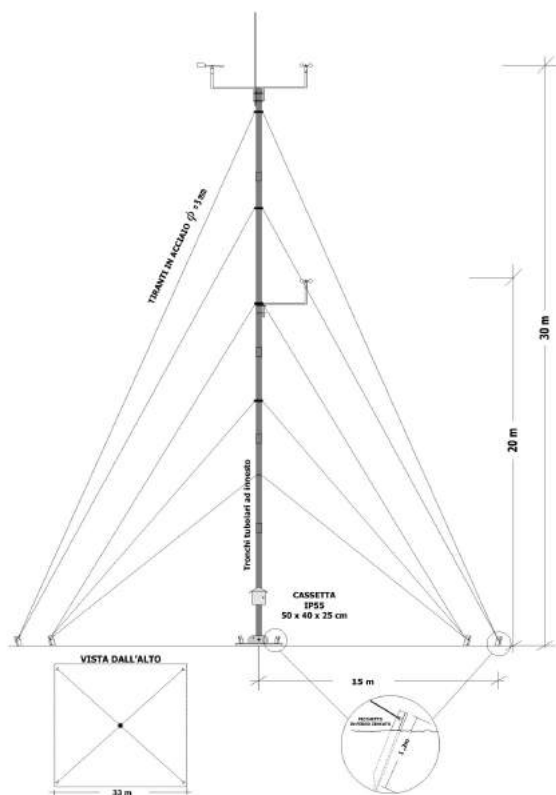
Sito: LURAS

Stazione: Riferimento1

Sezione E) – Caratteristiche del sostegno e disposizione dei sensori

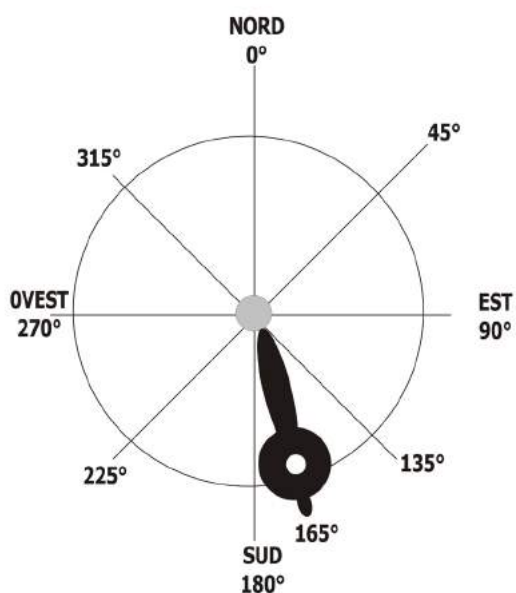
STAZIONE ANEMOMETRICA

MENSOLE ANEMOMETRI E PARAFULMINE

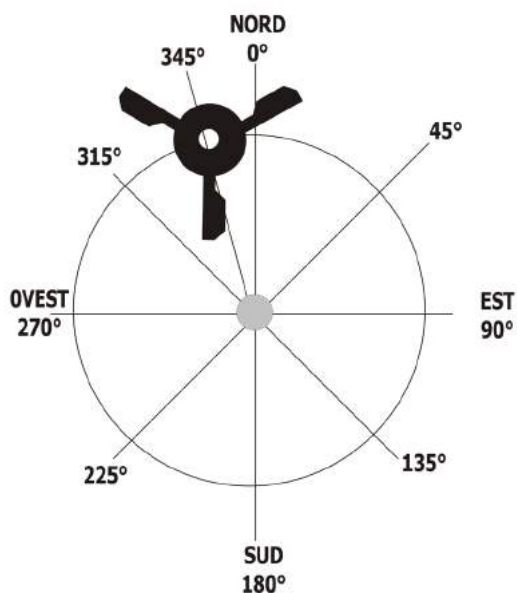


ORIENTAMENTO MENSOLE:

SENSORE DI DIREZIONE



SENSORI DI VELOCITA' A e B



Stazione anemometrica installata da: **Bonsi**

data: **27/11/2013**

Scheda A-2

Sito: **Luras** Cliente:

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

Nome stazione: **Riferimento1** Codice: **RIF1**

Sezione B) – Parti Costituenti la Postazione (Prima dell'intervento)

SOSTEGNO		Marca	Modello	N°matricola	Traliccio/Tubolare	Traliccio	Sollevamento		
H dal Suolo (m)	30	NRG			D120		FALCONE <input checked="" type="checkbox"/>	AUTOGRU' <input type="checkbox"/>	
SENSORI DIGITALI			Marca	Modello	N°matricola	N° Inventario	Orientamento Mensole		
N.	Tipo	H dal suolo (m)							
1	Vel.	30	Secondwind	C3	10-4713	TG10/1853	345°		
2	Vel.	20	Secondwind	C3	10-4735	TG10/1874	345°		
3									
4									
5									
6									
SENSORI ANALOGICI			Marca	Modello	N°matricola	N° Inventario	ORIENT. SENSORE	ROTAZ. POSITIVA VERSO	AZIMUT IMPOSTATO
N.	Tipo	H dal suolo (m)							
1	Dir.	30	NRG	200P		TG10/1804	165°	SUD	
2									
3									
4									
5									
Logger e altre apparecchiature		Marca	Modello	Serial/Number	N° Inventario	ALTRO			
ACQUISITORE	1,5	SecondWind	Nomad2	#4704		BATTERIA INT. Ah			
PANNELLO FV						ORIENTAMENTO	VOLT	WP	
CONTENITORE APPAREC.						SISTEMA DI CHIUSURA			
BATTERIA ESTERNA			VOLT	Ah		REGOLATORE DI TENSIONE	MODELLO	Ah	
MODEM				N° TELEFONO		GESTORE			
SEGNALAZIONE NOTT. VOLO BASSA QUOTA						SEGNALAZIONE DIURNA VOLO BASSA QUOTA	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
Altre apparecchiature presenti:									

Sezione C) – Tipo di intervento Manutenzione Periodica Manutenzione Straordinaria

Sostituzione datalogger

Eventuale causa del guasto: **Fulminazione**

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

N.	Tipo	H dal suolo (m)	Marca	Modello	N° matricola	N° Inventario	ORIENTAMENTI
1	Logger	1.5	Secondwind	Nomad2	#6775	TG09/1443	SUD
2							
3							
4							
5							
6							

Sezione E) – Collaboratori Esterni

Personale: n. Dalle ore: Alle ore:

Manutenzione eseguita da: **Bonsi** Data **01/22/2014**

DEUTSCHER KALIBRIERDIENST **DKD**

Kalibrierlaboratorium / Calibration laboratory
Akkreditiert durch die / accredited by the
Akkreditierungsstelle des Deutschen Kalibrierdienstes



Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH
Varel



Kalibrierschein Calibration Certificate

Kalibrierzeichen
Calibration label

10/4713

DKD-K-
36801

06/2010

Gegenstand <i>Object</i>	C3
Hersteller <i>Manufacturer</i>	Second Wind Inc. USA Somville MA
Typ <i>Type</i>	C3
Fabrikat/Serien-Nr. <i>Serial number</i>	Body: TG10-1853 Cup: TG10-1853
Auftraggeber <i>Customer</i>	TecnoGaia S.r.l. I-20122 Milano
Auftragsnummer <i>Order No.</i>	VT10405
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines <i>Number of pages of the certificate</i>	3
Datum der Kalibrierung <i>Date of calibration</i>	16.06.2010

Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Der DKD ist Unterzeichner der multi-lateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine.

Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).

The DKD 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 user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Akkreditierungsstelle des DKD als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift und Stempel haben keine Gültigkeit.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the Accreditation Body of the DKD and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature and seal are not valid.

Stempel
Seal



Datum
Date
16.06.2010

Leiter des Kalibrierlaboratoriums
Head of the calibration laboratory

Dipl. Phys. D. Westermann

Bearbeiter

Person in charge

Dipl. Ing. (FH) Catharina Herold

Kalibriergegenstand <i>Object</i>	Anemometer		
Kalibrierverfahren <i>Calibration procedure</i>	IEC 61400 12 1 - Wind Turbine Power Performance Testing 12 2005 MEASNET - Cup Anemometer Calibration Procedure – 09 1997 ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits - 1977		
Ort der Kalibrierung <i>Place of calibration</i>	Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel		
Messbedingungen <i>Test Conditions</i>	wind tunnel area ¹⁾	10000	cm ²
	anemometer frontal area ²⁾	185	cm ²
	diameter of mounting pipe ³⁾	13	mm
	blockage ratio ⁴⁾	0.019	[-]
	blockage correction ⁵⁾	1.000	[-]
Umgebungsbedingungen <i>Test conditions</i>	air temperature	24.6 °C	± 0.2 K
	air pressure	1023.9 hPa	± 0.3 hPa
	relative air humidity	41.6 %	± 2.0 %
Akkreditierung <i>Accreditation</i>	08 / 2009		
Anmerkungen <i>Remarks</i>	-		
Auswertesoftware <i>Software version</i>	5.0		

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals

²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr

³⁾ Durchmesser des Montagerohrs

⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)

⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

Anmerkung: Aufgrund der speziellen Konstruktion der Messstrecke ist keine Korrektur nötig.

Remark: Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt
This calibration certificate has been generated electronically

Kalibrierergebnis:

Result:

Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
4.975	4.150	0.05
7.564	6.128	0.05
9.986	8.001	0.05
12.345	9.834	0.05
14.873	11.796	0.05
17.488	13.777	0.05
20.057	15.741	0.05
18.734	14.698	0.05
16.134	12.790	0.05
13.576	10.796	0.05
11.086	8.886	0.05
8.618	6.962	0.05
6.386	5.199	0.05

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor $k=2$ ergibt. Sie wurde gemäß DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Der Deutsche Kalibrierdienst 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 weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

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 DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DKD 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.

1 Detailed MEASNET¹ Calibration Results

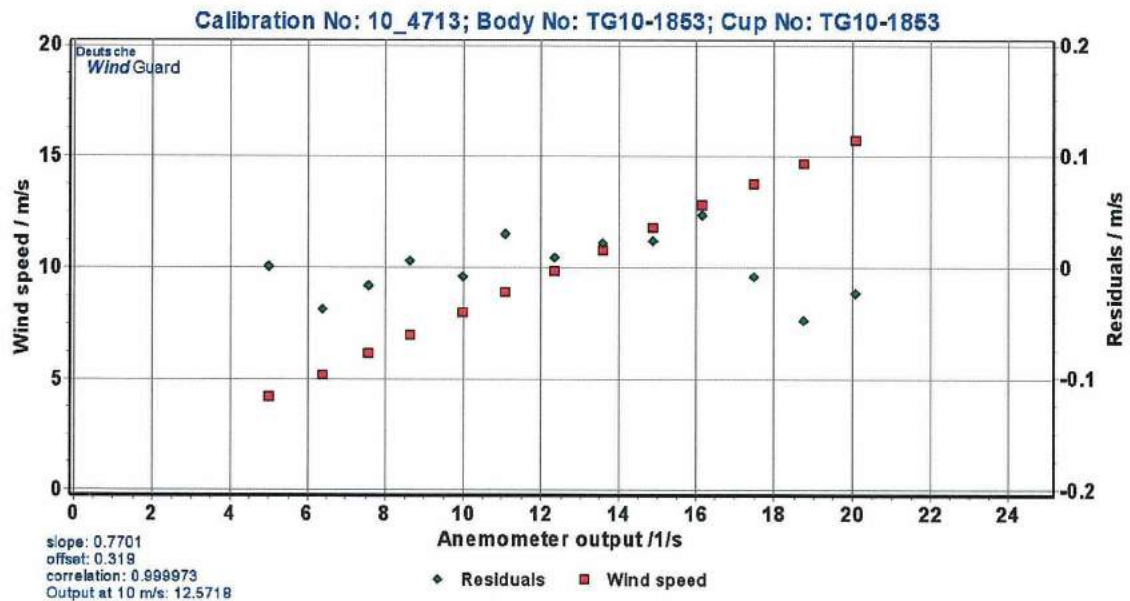
DKD calibration no. 10/4713
 Body no. TG10-1853
 Cup no. TG10-1853
 Date 16.06.2010
 Air temperature 24.6 °C
 Air pressure 1023.9 hPa
 Humidity 41.6 %



Linear regression analysis

Slope 0.77005 (m/s)/(1/s) ± 0.00169 (m/s)/(1/s)
 Offset 0.319 m/s ± 0.022 m/s
 St.err(Y) 0.028 m/s
 Correlation coefficient 0.999973

Remarks no



¹) According to MEASNET Cup Anemometer Calibration Procedure 09/1997. Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutscher Kalibrierdienst – DKD (German Calibration Service). Registration: DKD – K – 36801

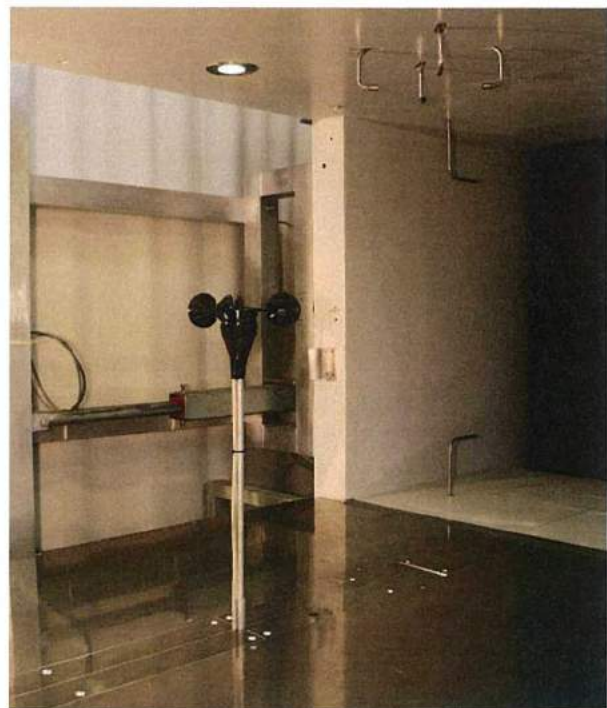
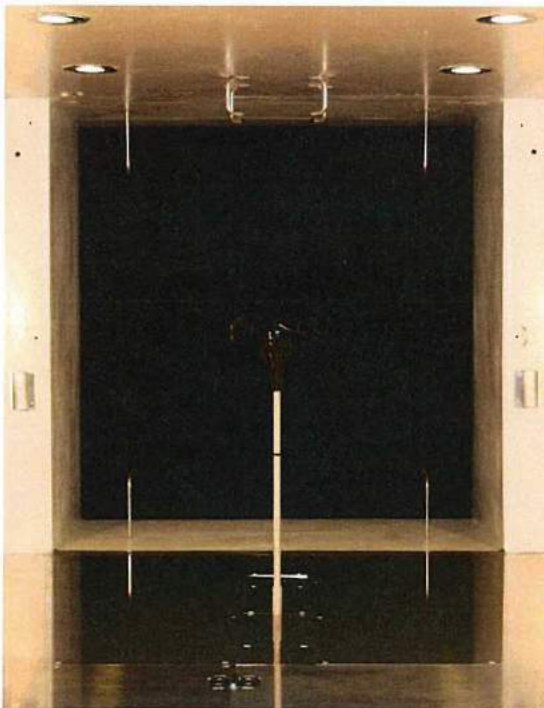
2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Identification	Year
1	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000142	02
2	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000143	02
3	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000144	02
4	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000145	02
5	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688081	02
6	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688082	02
7	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688083	02
8	Pressure transducer	Setra	C 239 Nr. 1688084	02
9	El. Barometer	Vaisala	100 A Nr. X2010004	02
10	El. Thermometer	Galltec	KPK 1/6-ME	02
11	El. Humidity sensor	Galltec	KPK 1/6-ME	02
12	Wind tunnel control	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	esd	-	04
14	Anemometer	-	-	-
15	Universal Isolator	Knick	P2700 - 98430	05

Table 1 Description of the data acquisition system

Remark: Last Re-accreditation see page 2

3 Photo of the calibration set-up



Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel. The anemometer shown is of the same type as the calibrated one.

Remark: The proportion of the set-up are not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to MEASNET procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] D. Westermann, 2009 - Verfahrensanweisung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 - Wind Turbine Power Performance Testing
- [3] ISO 3966 1977 - Measurement of fluid flow in closed conduits
- [4] MEASNET 09 1997 - Cup Anemometer Calibration Procedure

A new choice from a name you trust.

The C3 Anemometer from Second Wind.

Situation: Currently, the market offers only one option in this popular style of three-cup anemometer, and only one way you can purchase it: calibrated.

Solution: The Second Wind C3 anemometer offers a new choice, including calibrated or uncalibrated anemometers to meet your needs. We manufacture it with material improvements to add durability and reliability.

Measure wind speed with confidence.

- Performance that's virtually identical to the industry's top-selling product
- Your choice of calibrated or uncalibrated
- More rugged, more resistant to breaking during installation
- Laser serialized and date stamped



SECONDWIND

Measurement. Management. And more.



Model C3 Anemometer Features



A new choice with uncompromising accuracy:

Second Wind is pleased to provide you with an improved version of the popular three-cup design used in wind assessments for decades. Both our calibrated and uncalibrated versions are manufactured to precise industry standards.

Calibrated

Our Model C3C anemometer has been calibrated at the highly respected Massachusetts Institute of Technology's Wright Brothers wind tunnel.

Uncalibrated

Customers with their own calibration capability can now choose this option.

For more information:

Visit www.secondwind.com to learn about this new product line:

#981 Second Wind C3 Anemometer w/ Boot

#982 Second Wind Calibrated C3C Anemometer w/ Boot

Tougher materials stand up to the toughest environments

The Model C3 rotor is made of tough polycarbonate for exceptional durability and reliability. The Model C3 sensor base is also made of rugged polycarbonate, making it more resistant to damage during installation.

- Manufactured by Second Wind with exceptional quality control—all units are tested mechanically and electronically before shipping.
- A distinctive blue vinyl boot shields wiring for long-term performance.
- The C3 is manufactured to meet new standards and is RoHS-compliant—no toxic metals.

Easier tracking

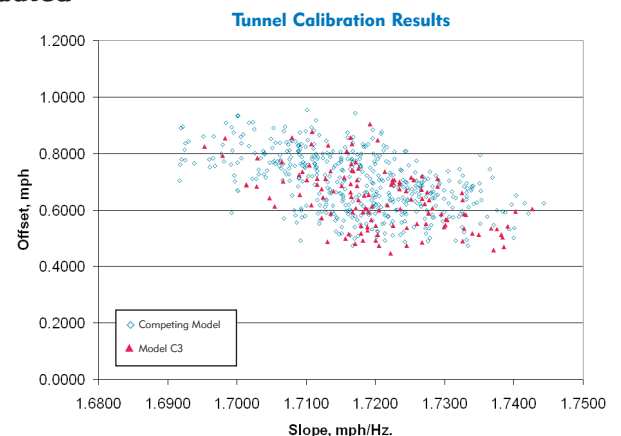
All models are individually laser engraved with serial number and date code, simplifying tracking and data analysis.

Specifications:

- Conical cups measure 51 mm (2 inches) in diameter
- Rotor diameter is 190 mm (7.5 inches)
- Standard AC output, frequency proportional to cup rotational speed
- Shielded AC pickup coil, 4100 turns of #41 wire
- Four-pole Indox 1 magnet rotates with the cup assembly
- Fully hardened beryllium-copper shaft running in self-lubricating modified Teflon bearings, with protective boot to make the system dirt and water resistant
- Rated bearing PV (pressure-velocity) factor is 20,000
 - At 15 mph PV is approx. 500.
 - At 100 mph PV is approx. 2,000.
- Rotor assembly moment of inertia = 68×10^{-6} S-ft² (or 92.2×10^{-6} kg-m²)
- Distance constant = 10 feet (3.0 meters)
- Transfer Function: $m/s = (Hz \times 0.766) + 0.324$
[miles per hour = $(Hz \times 1.714) + 0.725$]
- Accuracy: within 0.1 m/s (0.2 mph) for the range 5 m/s to 25 m/s (11 mph to 55 mph)

Performance validated

Multiple tests—including performance data from hundreds of C3 units already in the field—and detailed wind tunnel comparisons involving hundreds of units—prove that the C3's performance is virtually identical to the industry's top-selling product.



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 SWI-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 2

GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

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

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

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

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : velocità media nel mese (in m/s);
- colonna 4 : scarto quadratico medio della velocità nel mese (in m/s);
- colonna 5 : velocità media cubica nel mese (in m/s);
- colonna 6 : velocità massima nel mese (in m/s);
- colonna 7 : potenza specifica media della vena fluida nel mese (in W/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 F : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il gradiente al suolo $alfa$ della velocità del vento calcolato per ogni 10 minuti con la seguente formula:

$$alfa = \log(V_{2med}(10') / V_{1med}(10')) / \log(h_2 / h_1)$$

dove $alfa$ è il gradiente della velocità del vento al suolo, $V_{2med}(10')$ e $V_{1med}(10')$ sono le velocità medie del vento rilevate nei 10 minuti alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 . Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza delle misure, sulla base dei dati di vento misurati alle due altezze dal suolo h_2 e h_1 .

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

$$V_{mozzo} = V_{misura} \cdot (h_{mozzo} / h_{misura})^{alfa}$$

Il valore del gradiente $alfa$, indicato in tabella con A , viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti entrambe superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile A 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 : gradiente medio A_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del gradiente $sigA$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $A_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del gradiente che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $A_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del gradiente che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo 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 gradiente 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 gradiente della velocità del vento al suolo che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 11 : Riporta l'istogramma della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo A calcolato per ogni 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 del gradiente calcolati per 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 : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	8445.5	96.41
1.0	8246.6	94.14	1.5	8009.2	91.43
2.0	7690.8	87.79	2.5	7286.8	83.18
3.0	6810.1	77.74	3.5	6328.5	72.24
4.0	5810.1	66.33	4.5	5321.2	60.74
5.0	4838.2	55.23	5.5	4386.3	50.07
6.0	3962.2	45.23	6.5	3586.4	40.94
7.0	3233.0	36.91	7.5	2919.2	33.32
8.0	2628.7	30.01	8.5	2355.1	26.88
9.0	2112.8	24.12	9.5	1894.6	21.63
10.0	1687.0	19.26	10.5	1488.6	16.99
11.0	1319.0	15.06	11.5	1155.6	13.19
12.0	1011.8	11.55	12.5	872.4	9.96
13.0	749.9	8.56	13.5	643.7	7.35
14.0	547.3	6.25	14.5	463.0	5.28
15.0	386.1	4.41	15.5	322.4	3.68
16.0	266.8	3.05	16.5	220.4	2.52
17.0	175.1	2.00	17.5	139.0	1.59
18.0	103.3	1.18	18.5	78.8	0.90
19.0	57.8	0.66	19.5	43.9	0.50
20.0	31.6	0.36	20.5	24.4	0.28
21.0	18.6	0.21	21.5	14.3	0.16
22.0	11.1	0.13	22.5	8.1	0.09
23.0	6.0	0.07	23.5	4.3	0.05
24.0	2.3	0.03	24.5	0.9	0.01
25.0	0.8	0.01	25.5	0.4	0.00
26.0	0.4	0.00	26.5	0.1	0.00
27.0	0.0	0.00	27.5	0.0	0.00
28.0	0.0	0.00	28.5	0.0	0.00
29.0	0.0	0.00	29.5	0.0	0.00
30.0	0.0	0.00	30.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 7.02	k = 1.47
---------------------------------------------------	------------------	-----------------

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
Vmed = 6.36 m/s	sqmV = 4.41 m/s	Vcub = 8.98 m/s
Potenza specifica della vena fluida		Pv = 443 W/m2

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

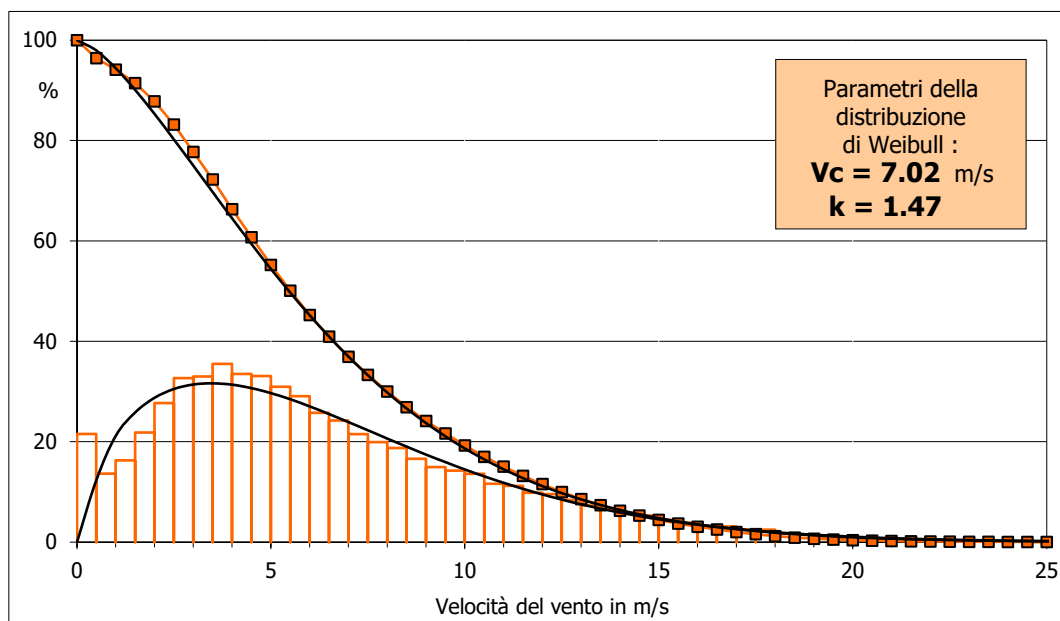
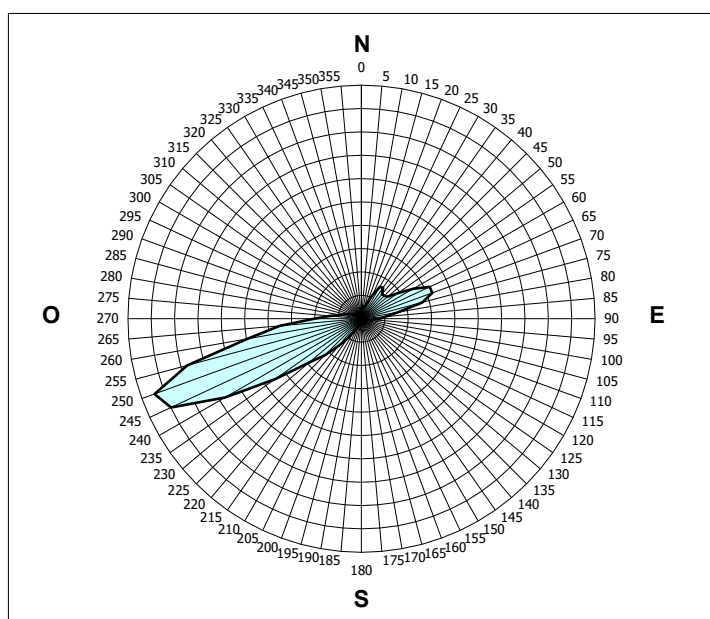


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocità del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo
Tabella B : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

	Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)
8°	N	2.3	1576	4.43	2.47	5.83	16.4	121
4°	NNE	7.3	4899	6.66	3.63	8.42	20.0	365
3°	ENE	14.4	9663	4.27	2.23	5.33	17.4	93
5°	E	6.0	4060	4.25	2.81	5.87	16.4	124
10°	ESE	1.0	643	2.84	2.20	4.30	11.6	49
12°	SSE	0.6	379	2.81	2.35	4.53	12.4	57
11°	S	0.9	597	3.67	2.51	5.08	14.7	80
6°	SSO	4.8	3224	5.66	3.16	7.19	21.3	227
1°	OSO	37.5	25206	7.71	4.20	9.72	26.5	562
2°	O	17.2	11586	8.74	4.59	10.80	26.4	772
7°	ONO	2.6	1740	4.70	2.41	5.84	15.1	122
9°	NNO	1.8	1188	3.67	1.29	4.08	9.6	42
	NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	Calme	3.6	2412	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		67173	6.41	4.21	8.75	26.5	411

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	2.00	5.64	4.04	8.10	23.1	325	242
Gen	1.96	6.86	5.00	9.88	26.4	591	440
Feb	2.00	7.33	4.16	9.33	23.7	497	334
Mar	1.30	7.34	4.36	9.57	24.4	537	400
Apr	1.00	6.96	4.31	9.20	20.8	476	343
Mag	1.00	6.98	3.71	8.66	20.9	397	296
Giu	1.00	5.39	3.31	7.17	17.7	225	162
Lug	1.00	8.15	4.70	10.37	22.1	682	508
Ago	1.00	6.48	3.81	8.36	18.5	358	267
Set	1.00	5.53	3.48	7.46	26.5	255	183
Ott	1.00	4.81	3.50	7.08	22.8	218	162
Nov	1.12	4.79	3.26	6.62	17.8	178	128

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	6.58	4.49	9.16	26.4	470	1016
Primavera (Mar - Mag)	7.09	4.14	9.16	24.4	470	1038
Estate (Giu - Ago)	6.69	4.15	8.85	22.1	424	936
Autunno (Set - Nov)	5.04	3.43	7.07	26.5	217	473

Anno	6.35	4.14	8.64	26.5	395	3464
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

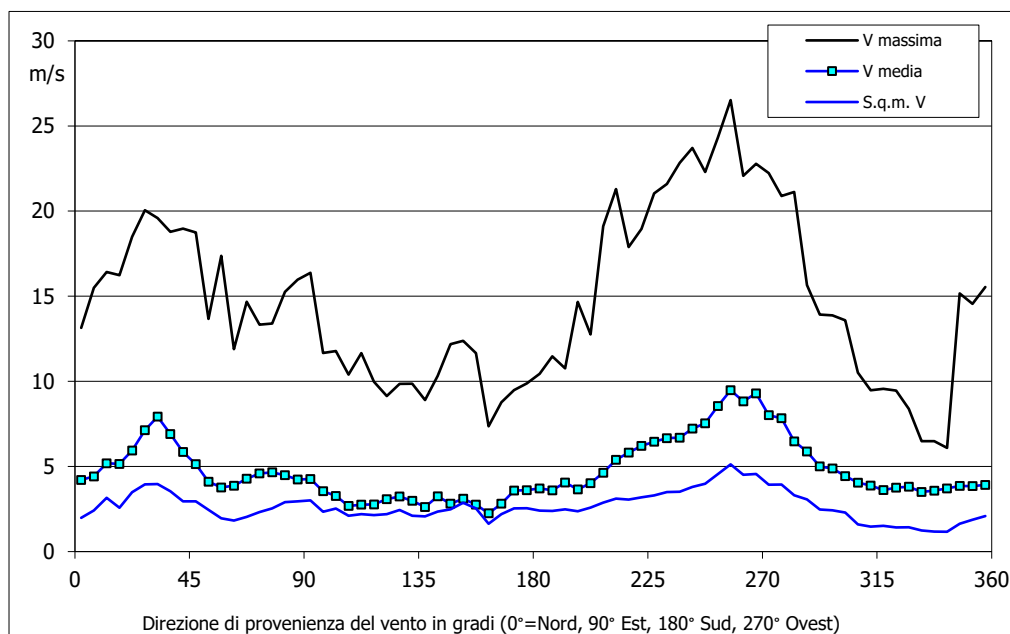
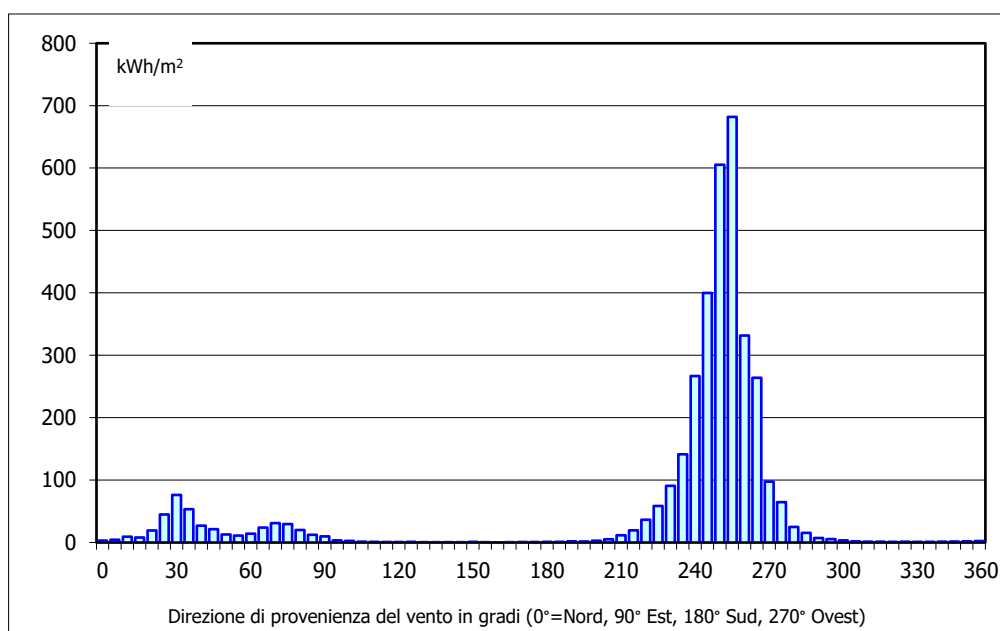


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

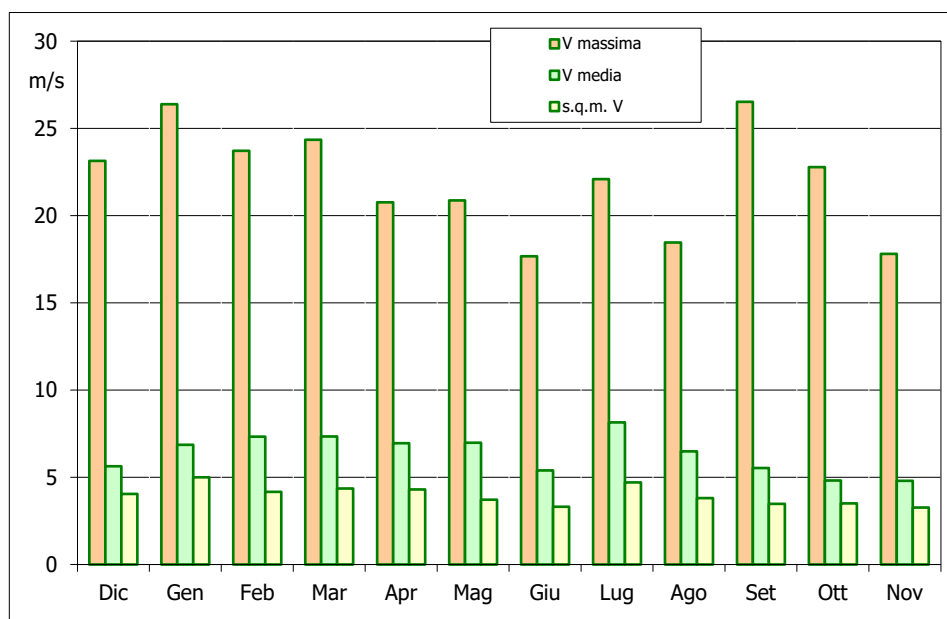
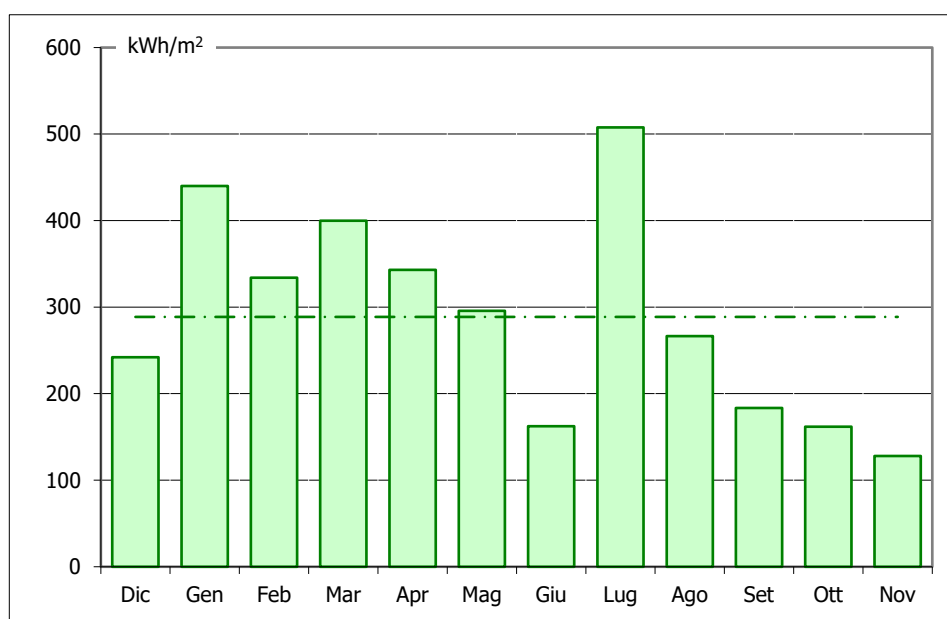


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

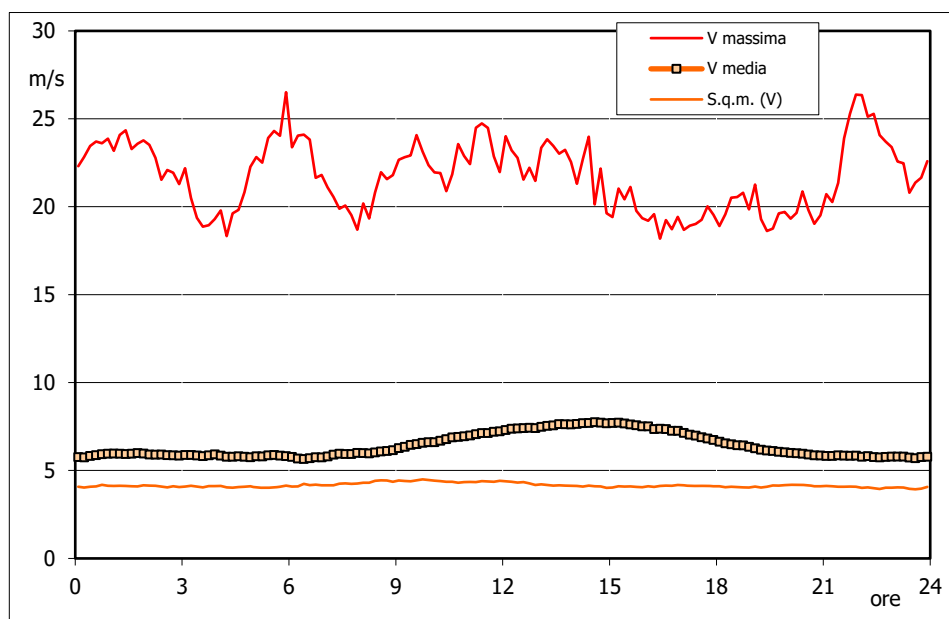
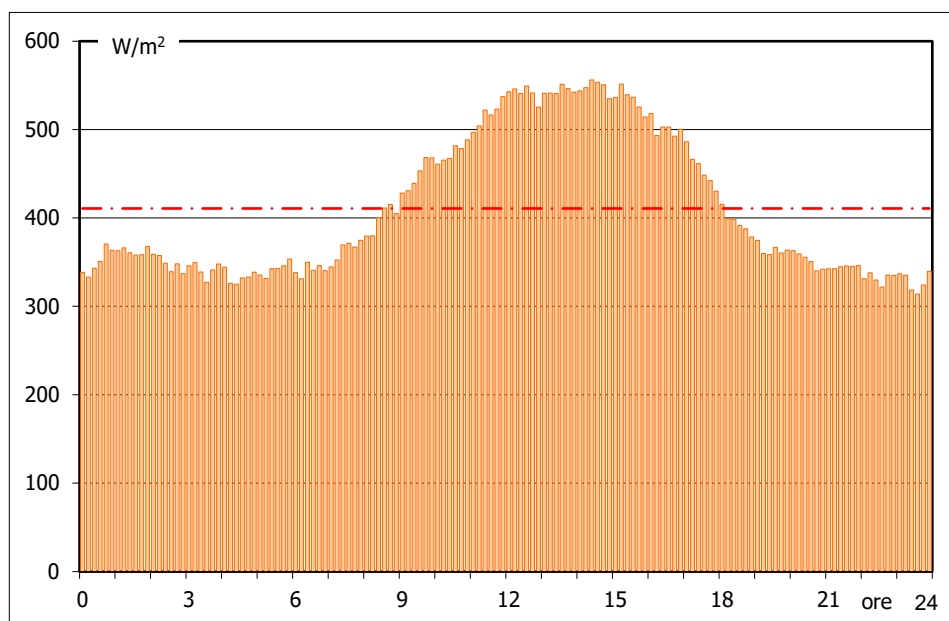


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

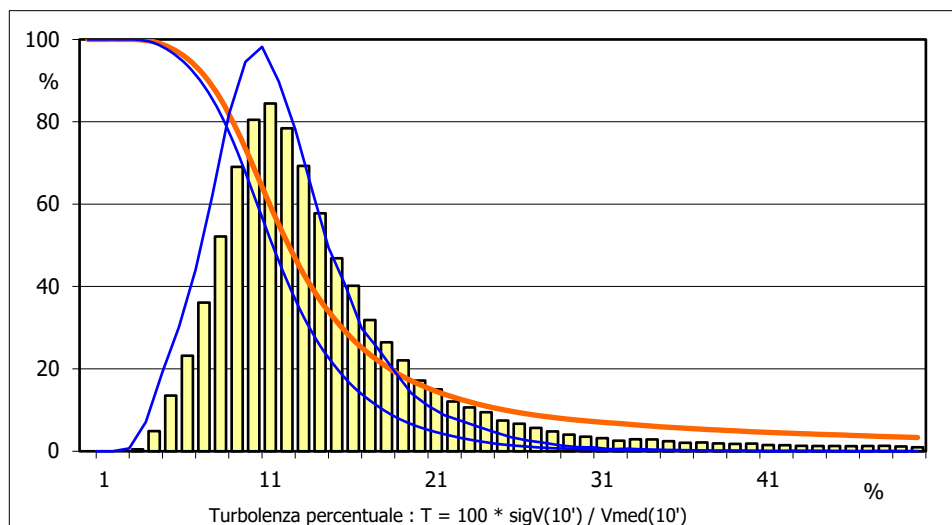
Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	2.4	1576	23.2	13.8	10.4	58.5
Nord-NordEst	7.6	4899	17.8	10.6	9.0	36.6
Est-NordEst	14.9	9663	15.8	11.6	7.1	40.4
Est	6.3	4060	20.4	14.7	8.4	55.4
Est-SudEst	1.0	643	35.2	20.7	12.2	73.8
Sud-SudEst	0.6	379	37.9	21.4	13.4	79.0
Sud	0.9	597	34.2	19.8	14.0	75.4
Sud-SudOvest	5.0	3224	19.1	14.8	7.6	57.0
Ovest-SudOvest	38.9	25206	11.2	7.8	5.0	20.9
Ovest	17.9	11586	14.5	8.9	7.4	27.6
Ovest-NordOvest	2.7	1740	23.3	14.4	10.0	57.2
Nord-NordOvest	1.8	1188	23.3	14.1	9.8	53.8
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	96.4	64761	15.4	11.8	6.1	38.8

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	31.2	20208	23.2	17.5	7.6	63.9
4 < V < 8	37.7	24396	12.3	5.5	5.2	22.6
8 < V < 12	19.1	12398	11.2	3.8	5.7	17.8
12 < V < 16	8.8	5713	11.6	3.2	7.3	17.5
16 < V < 20	2.8	1804	11.7	2.6	8.1	16.6
V > 20	0.4	242	10.7	2.2	7.8	14.9
Totale* =	66.3	44553	11.9	4.7	5.6	20.7

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

Tabella D e Grafico 9

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

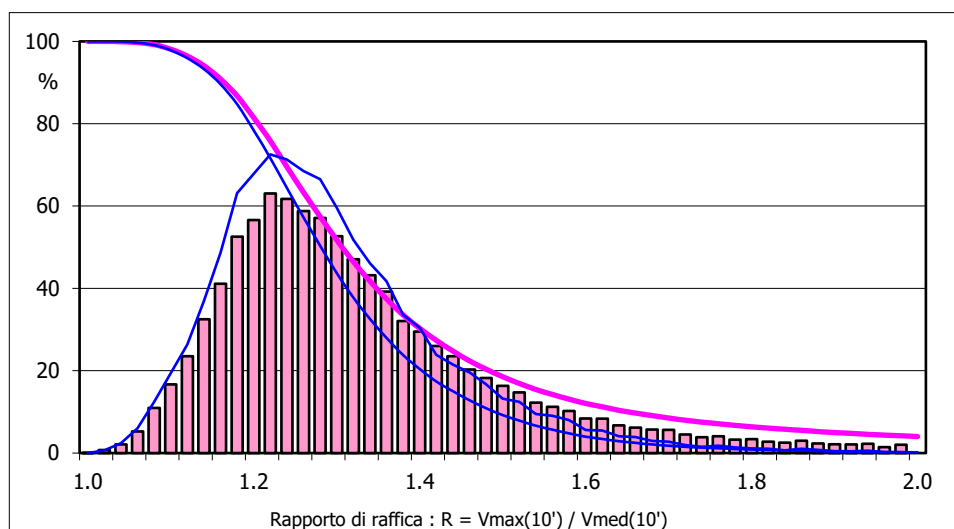
Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	2.4	1576	1.63	0.38	1.23	2.37
Nord-NordEst	7.6	4899	1.48	0.28	1.21	1.87
Est-NordEst	14.9	9663	1.41	0.30	1.15	1.87
Est	6.3	4060	1.52	0.38	1.19	2.24
Est-SudEst	1.0	643	1.91	0.60	1.28	3.13
Sud-SudEst	0.6	379	1.98	0.63	1.29	3.32
Sud	0.9	597	1.90	0.57	1.32	3.04
Sud-SudOvest	5.0	3224	1.50	0.42	1.17	2.25
Ovest-SudOvest	38.9	25206	1.30	0.20	1.11	1.54
Ovest	17.9	11586	1.39	0.23	1.16	1.70
Ovest-NordOvest	2.7	1740	1.64	0.40	1.25	2.40
Nord-NordOvest	1.8	1188	1.60	0.38	1.21	2.30
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	96.4	64761	1.41	0.31	1.13	1.90

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	31.2	20208	1.58	0.47	1.15	2.55
4 < V < 8	37.7	24396	1.34	0.16	1.12	1.62
8 < V < 12	19.1	12398	1.31	0.12	1.13	1.50
12 < V < 16	8.8	5713	1.32	0.11	1.16	1.51
16 < V < 20	2.8	1804	1.32	0.09	1.17	1.48
V > 20	0.4	242	1.29	0.08	1.17	1.41
Totale* =	66.3	44553	1.33	0.14	1.13	1.58

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

Tabella E e Grafico 10

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

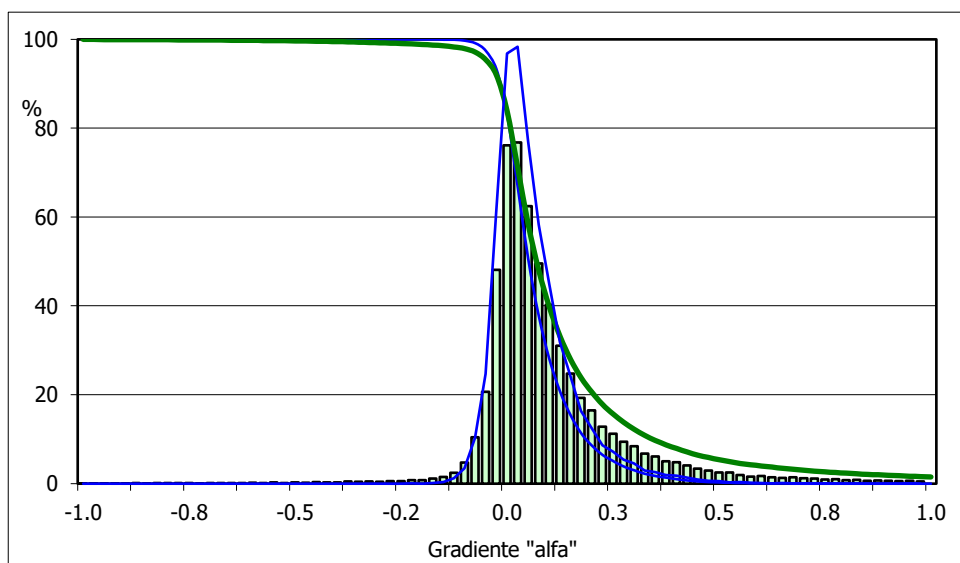
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo
Tabella F : PARAMETRI DISTRIBUZIONE DEL GRADIENTE AL SUOLO DELLA VELOCITA' VENTO

alfa = Gradiente al suolo della velocità del vento rilevato tra 30 e 20 m dal suolo

Settore direzione	%	n	Amed	sigA	A_5%	A_95%
Nord	2.4	1556	0.207	0.253	-0.027	0.542
Nord-NordEst	7.6	4848	0.144	0.205	-0.021	0.389
Est-NordEst	14.8	9484	0.150	0.254	-0.071	0.541
Est	6.1	3913	0.203	0.361	-0.087	0.862
Est-SudEst	0.9	573	0.384	0.502	-0.145	1.392
Sud-SudEst	0.5	322	0.473	0.476	-0.108	1.447
Sud	0.9	551	0.429	0.384	0.017	1.193
Sud-SudOvest	4.9	3151	0.203	0.274	-0.025	0.695
Ovest-SudOvest	39.3	25101	0.153	0.192	-0.018	0.448
Ovest	18.0	11529	0.079	0.189	-0.063	0.334
Ovest-NordOvest	2.7	1715	0.127	0.260	-0.085	0.583
Nord-NordOvest	1.8	1172	0.206	0.317	-0.068	0.734
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	95.1	63915	0.152	0.242	-0.048	0.513

Classe velocità m/s	%	n	Amed	sigA	A_5%	A_95%
V < 4	30.3	19362	0.278	0.388	-0.158	0.951

4 < V < 8	38.2	24396	0.120	0.111	-0.045	0.307
8 < V < 12	19.4	12398	0.077	0.056	-0.026	0.148
12 < V < 16	8.9	5713	0.059	0.033	-0.018	0.095
16 < V < 20	2.8	1804	0.054	0.025	-0.016	0.073
V > 20	0.4	242	0.054	0.022	-0.018	0.068
Totale* =	66.3	44553	0.097	0.092	-0.035	0.252

Grafico 11 : DISTRIBUZIONE DEL GRADIENTE "alfa" DELLA VELOCITA' DEL VENTO AL SUOLO

Tabella F e Grafico 11

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

Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

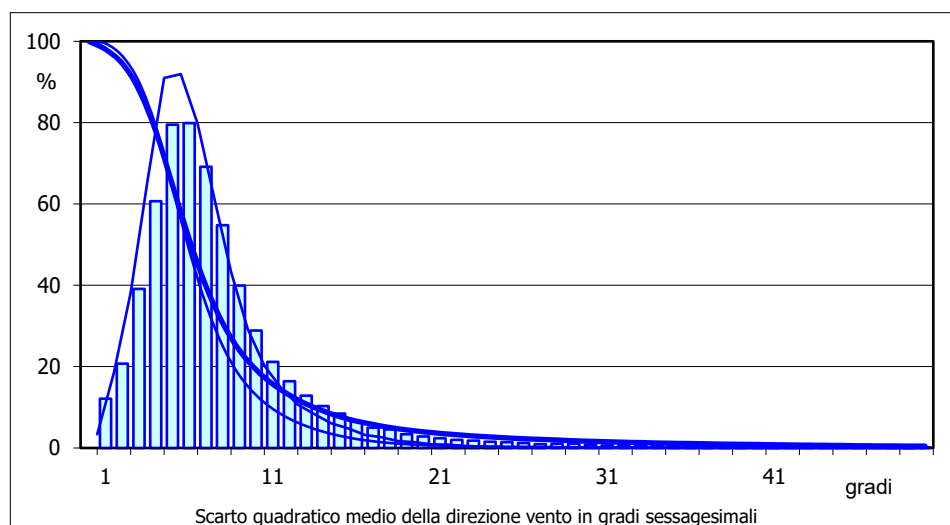
Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocità del vento V in m/s rilevata a 30 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	2.4	1576	14.1	9.3	4.1	31.2
Nord-NordEst	7.6	4899	9.8	6.5	3.4	19.6
Est-NordEst	14.9	9663	7.8	6.0	2.0	16.3
Est	6.3	4060	9.9	7.9	1.9	23.2
Est-SudEst	1.0	643	17.7	14.3	2.2	49.9
Sud-SudEst	0.6	379	19.2	14.4	1.6	47.5
Sud	0.9	597	17.9	12.6	5.2	48.7
Sud-SudOvest	5.0	3224	9.9	7.5	3.2	22.3
Ovest-SudOvest	38.9	25206	5.7	3.8	1.4	10.5
Ovest	17.9	11586	8.2	4.9	2.4	14.6
Ovest-NordOvest	2.7	1740	14.5	9.2	4.4	31.9
Nord-NordOvest	1.8	1188	15.0	10.2	3.9	34.4
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	96.4	64761	8.2	6.7	1.9	18.0

Classe velocità m/s	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
V < 4	31.2	20208	10.5	10.2	1.0	30.1
4 < V < 8	37.7	24396	7.4	4.4	1.9	15.1
8 < V < 12	19.1	12398	6.6	2.5	2.6	10.7
12 < V < 16	8.8	5713	6.7	2.1	3.4	9.7
16 < V < 20	2.8	1804	6.6	1.6	4.0	9.0
V > 20	0.4	242	5.9	1.3	3.6	7.9
Totale* =	66.3	44553	7.1	3.6	2.2	13.3

Grafico 12 : DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO QUADRATICO MEDIO DELLA DIREZIONE VENTO

Tabella G e Grafico 12

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

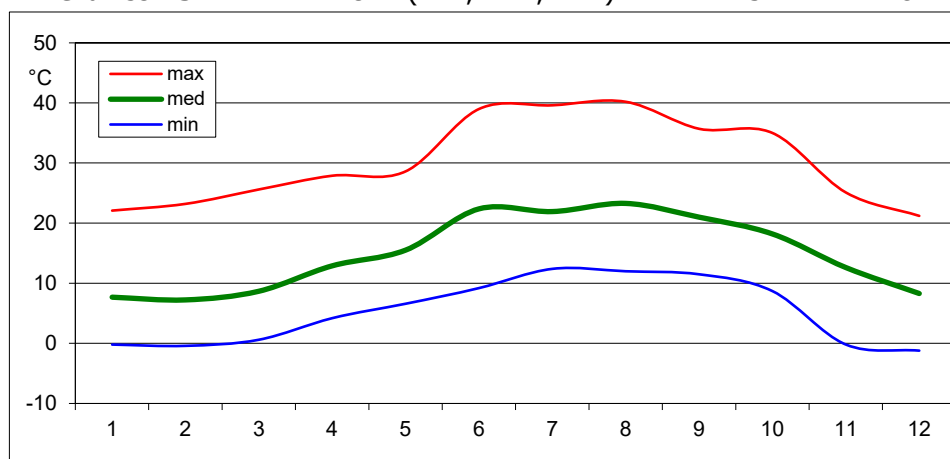
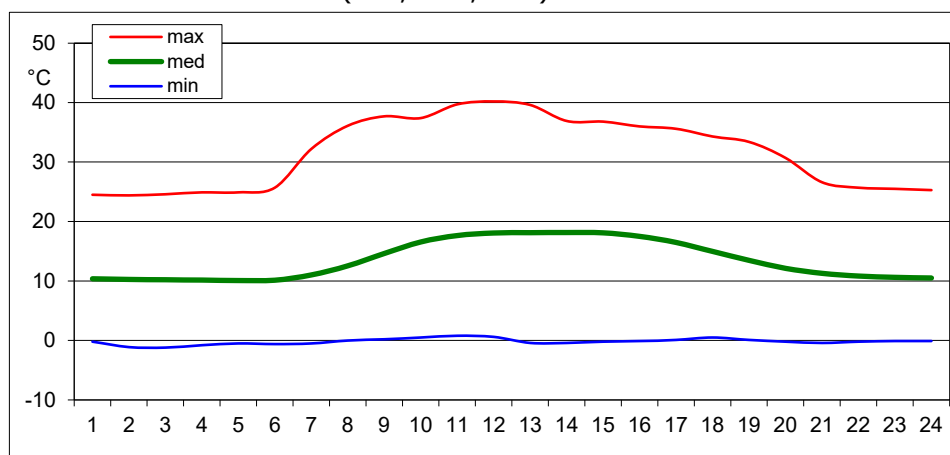
Periodo di elaborazione: 27/11/2013 - 10/03/2015 (numero giorni: 469)

Percentuale dati disponibili = 99.7 % (67173 dati su 67377)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	1.96	8745	-0.2	7.7	22.1
Feb	2.00	8064	-0.4	7.2	23.2
Mar	1.30	5814	0.6	8.7	25.6
Apr	1.00	4320	4.2	12.9	27.9
Mag	1.00	4464	6.6	15.5	28.6
Giu	1.00	4320	9.2	22.4	39.0
Lug	1.00	4464	12.4	21.9	39.6
Ago	1.00	4464	12.0	23.3	40.2
Set	1.00	4320	11.5	21.0	35.7
Ott	1.00	4320	8.7	18.2	35.0
Nov	1.12	4827	-0.2	12.6	25.1
Dic	2.00	8912	-1.2	8.3	21.2
Anno		67034	-1.2	13.5	40.2

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 3

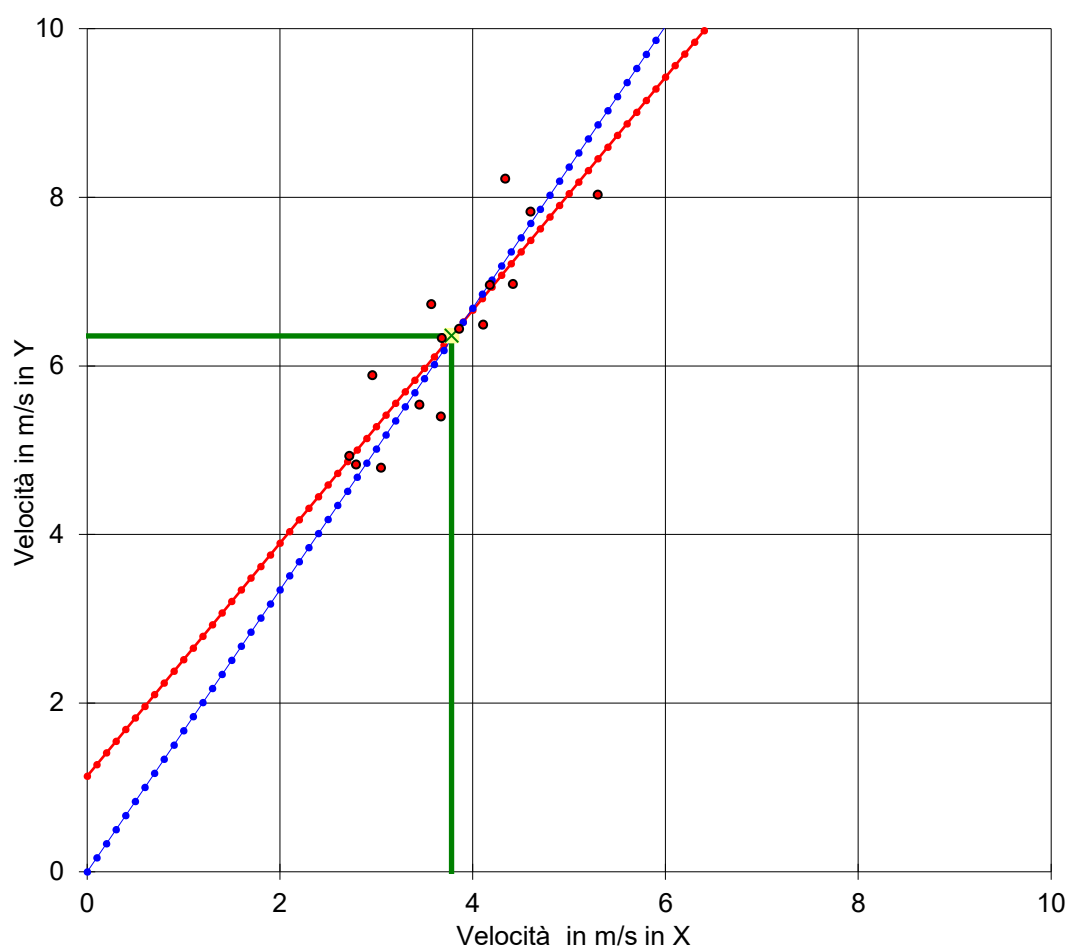
CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE MENSILI RILEVATE A:

Variabile X: TA di OLBIA C.SMERALDA (codice: 16531) a 10 m dal suolo
Variabile Y: TA di RIFERIMENTO 1 (codice: RIF1) a 30 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = 0.892 (Regressione lineare con 15 punti)

($Y = A * X + B$) : $A = 1.382$; $B = 1.135$ ($Y = C * X$) : $C = 1.672$

V media(X) = 3.781 ; V media(Y) = 6.359 ($Y_m = R * X_m$) : $R = 1.682$



Valore Storico in (X) = 3.753 m/s Valore Misurato in (Y) = 6.405 m/s

Valore Storico in Y ($Y=A * X + B$) = 6.321 m/s $k_s = 0.987$

Valore Storico in Y ($Y=C * X$) = 6.275 m/s $k_s = 0.980$

Valore Storico in Y ($Y_m = R * X_m$) = 6.313 m/s $k_s = 0.986$

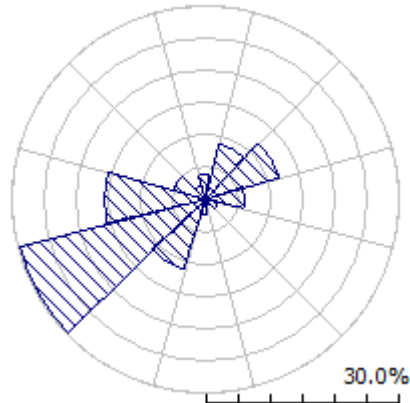
$k_s = \text{Valore Storico in (Y)} / \text{Valore Misurato in (Y)}$

Figura 1

ALLEGATO 4

'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Observed Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **T07** – Anemometer height: 115 m a.g.l.



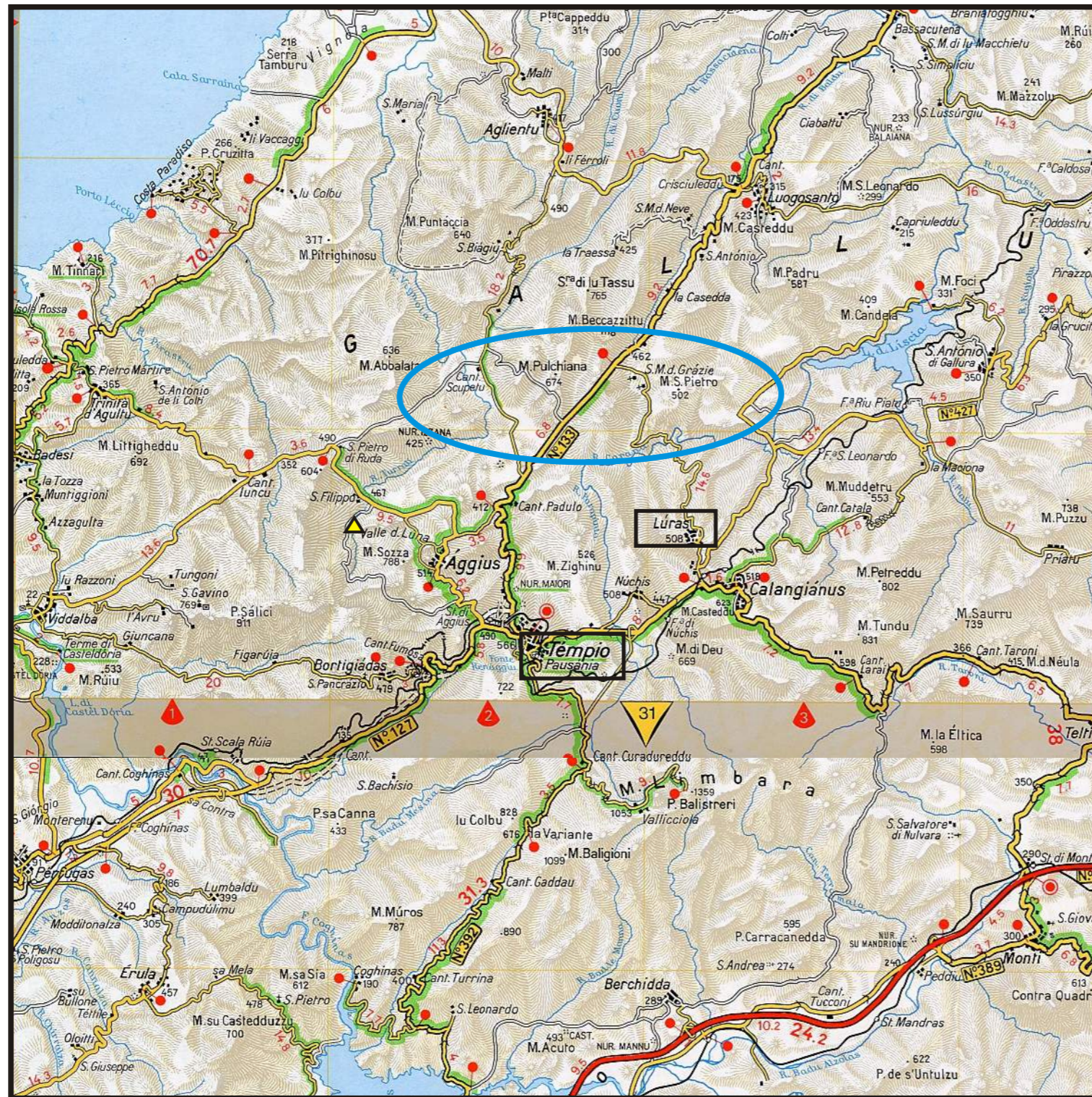
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	6.7	7.1	4.8	4.6	3.8	3.1	6.3	8.3	8.6	9.7	8.3	5.6
K	1.67	1.89	2.04	1.68	1.36	1.12	1.68	1.97	2.10	2.30	1.79	2.21
U	5.98	6.31	4.27	4.12	3.51	2.98	5.64	7.37	7.62	8.60	7.39	4.96
P	309	313	89	99	84	75	257	474	494	655	532	130
f	3.8	8.9	11.8	5.9	2.1	1.1	2.2	11.4	29.5	15.7	5.1	2.5

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	41	25	41	74	152	245	45	15	11	5	22	22	27
2.0	83	63	115	145	191	212	92	43	35	21	53	75	62
3.0	106	91	164	167	173	161	115	67	58	39	74	125	87
4.0	115	109	179	161	141	117	122	85	78	57	88	156	102
5.0	114	116	164	137	107	83	119	97	92	73	95	163	107
6.0	106	114	130	107	78	58	109	102	101	86	96	148	104
7.0	94	105	91	78	55	40	94	101	103	94	93	118	96
8.0	80	92	57	53	37	27	78	95	99	97	86	84	86
9.0	66	76	32	34	24	19	62	85	91	95	77	53	74
10.0	53	61	16	21	16	12	48	73	79	89	67	30	62
11.0	41	46	7	12	10	8	36	61	66	79	57	15	51
12.0	31	34	3	7	6	6	26	49	53	67	46	7	40
13.0	22	24	1	3	4	4	18	38	41	55	37	3	31
14.0	16	16	0	2	2	2	12	28	31	43	29	1	23
15.0	11	11	0	1	1	2	8	20	22	32	22	0	17
16.0	8	7	0	0	1	1	5	14	15	23	17	0	12
17.0	5	4	0	0	0	1	3	10	10	16	12	0	8
18.0	3	3	0	0	0	0	2	6	6	11	9	0	5
19.0	2	1	0	0	0	0	1	4	4	7	6	0	3
20.0	1	1	0	0	0	0	1	3	2	4	4	0	2
21.0	1	0	0	0	0	0	0	2	1	2	3	0	1
22.0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	0	1
23.0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

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

ALLEGATO 5

Parco Eolico Petra Bianca - Comuni di Luras e Tempio Pausania Regione Sardegna



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

Ubicazione geografica del sito

Scala 1:200.000



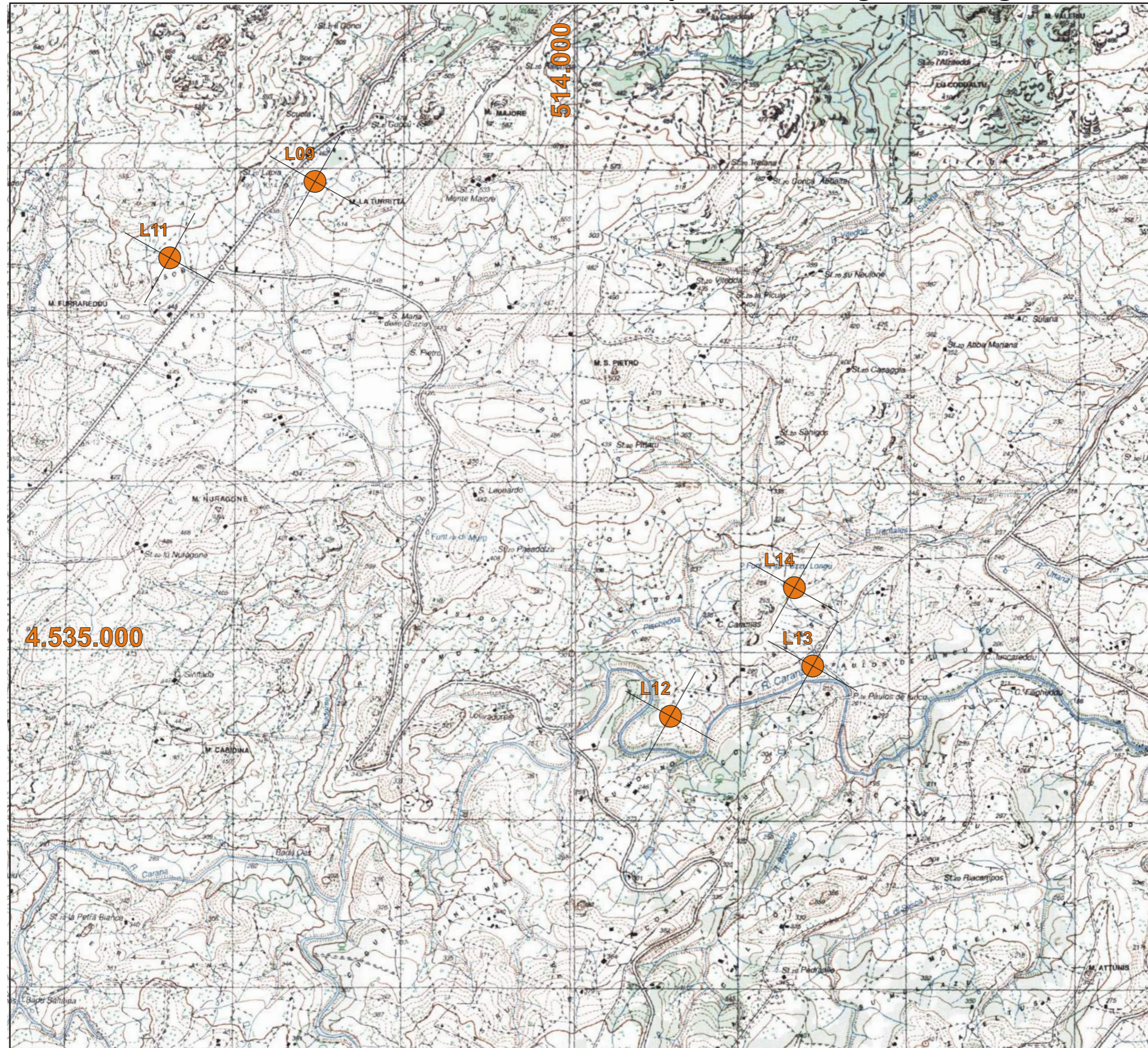
 Sito eolico




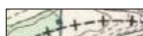



Regione: SARDEGNA



Parco Eolico Petra Bianca - Comuni di Luras e Tempio Pausania Regione Sardegna



LEGENDA

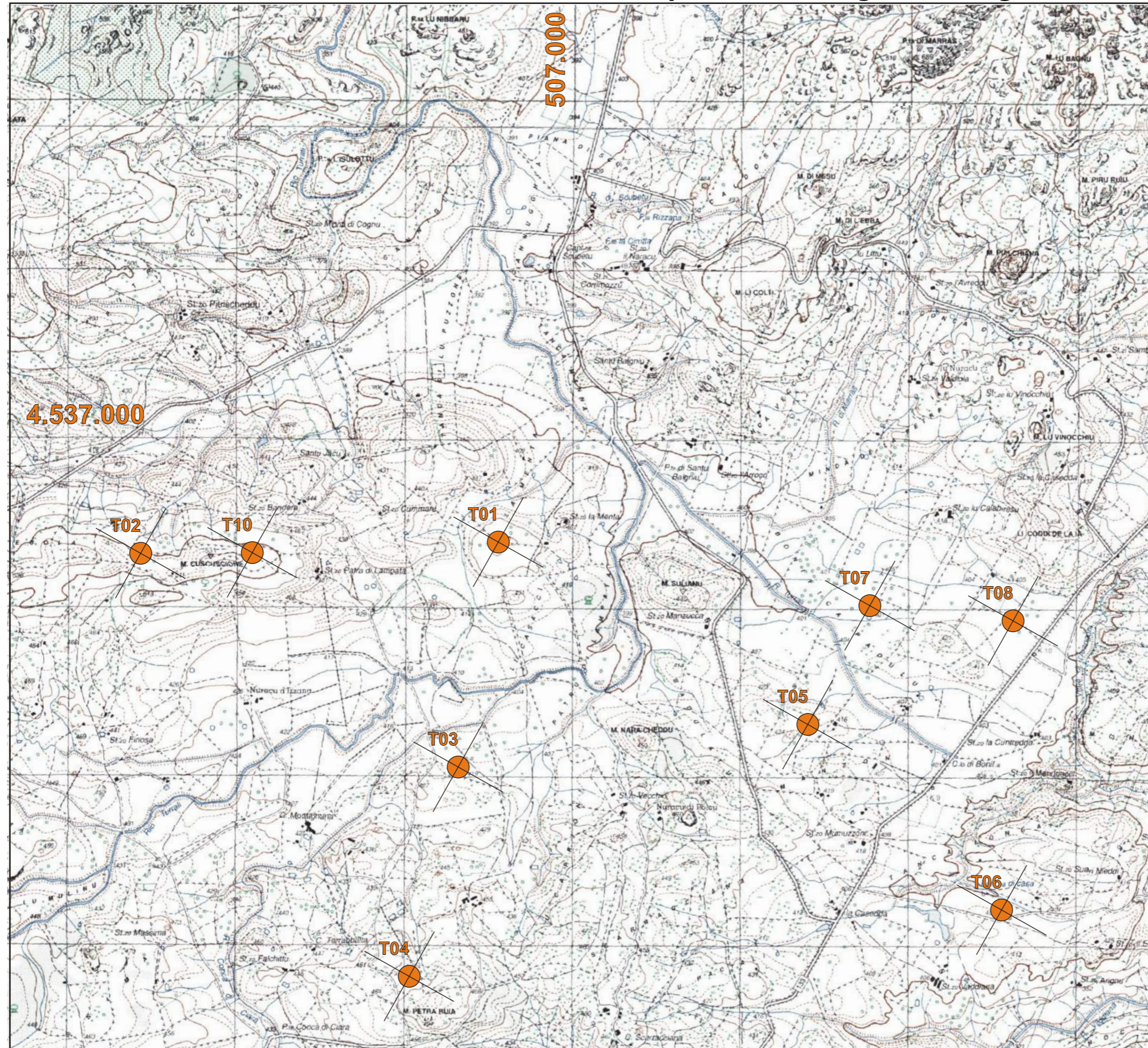
-  Sito Eolico
-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Aerogeneratori

Cartina di base IGMI, serie 25:
CALANGIANUS 181 IV NE


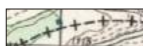
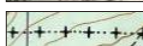


Scala 1:25.000



Parco Eolico Petra Bianca - Comuni di Luras e Tempio Pausania Regione Sardegna



LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25:
CALANGIANUS 181 IV NE

Scala 1:25.000



ALLEGATO 6



Siemens Gamesa 5.X
Reaching new heights



Siemens Gamesa technology with benchmark performance and proven reliability

SG 6.6-155 and SG 6.6-170: Siemens Gamesa next-generation solutions conceived to deliver an outstanding value proposition for our customers

Imagine how the future becomes present to take wind energy to the next level

At Siemens Gamesa, we strive to anticipate opportunities in an increasingly discerning market. Our wind technology expertise, backed by more than 40 years of experience and over 114 GW installed throughout the world, equips us with the right tools for imagining the future, making it present and taking wind energy to the next level.

We know what this means: technological leadership, solid track record, commitment to excellence, passion for what we do. And we deliver it now to our customers. This is how the new Siemens Gamesa 5.X onshore platform is born.

Siemens Gamesa 5.X is a new generation of

turbines that takes Siemens Gamesa to new heights:

- In performance, cost-efficiency and reliability.
- In power output and rotor size to offer the most competitive LCoE.
- In technology, built upon Siemens Gamesa know-how and expertise.
- In versatility, with a modular, flexible design that facilitates logistics, construction and service.
- In site adaptability, to configure the optimal solution for each project.
- In value for our customers.



Proven technology

The new Siemens Gamesa 5.X onshore platform has its roots in Siemens Gamesa technology, synonymous with innovation, know-how and reliability accredited through experience. Siemens Gamesa 5.X incorporates proven technologies, minimizing risk and guaranteeing reliability for its two new product models: SG 6.6-155 and SG 6.6-170 wind turbines. These include a doubly-fed generator and partial converter combination, a compact drive train design with a three-stage gearbox, and the use of components widely validated on the other Siemens Gamesa platforms. The result is a wind turbine design that gives optimum performance and LCoE.

Benchmark in power output and rotor size

Siemens Gamesa 5.X goes one step further to become the new generation platform that combines a flexible power rating from 5.6 MW to 6.6 MW with two of the largest rotor diameters in the market, 155 and 170 meters, resulting in maximum performance in high-, medium- and low-wind conditions.

SG 6.6-155 and SG 6.6-170 turbines mean greater AEP per wind turbine and optimized CAPEX for the project. This is also due to their versatility, with a modular, flexible design for maximum ease of logistics, construction and O&M, as well as reducing the OPEX, which results in a lower Cost of Energy for projects.

Unique, tailored solutions

Siemens Gamesa 5.X considers profitability to be a key factor in generating value for our customers. Contributing factors to profitability include:

- Configuring flexible, personalized power modes fully tailored to the needs of each site.
- An extensive catalog of towers with multiple available

technologies and the additional capability to create specific project designs.

- The use of advanced control strategies that enable intelligent load reduction and a greater applicability for the Siemens Gamesa 5.X platform in different wind conditions.
- A modular, optimized structure for local transport and construction conditions.
- A maintainability-oriented design with advanced diagnostics and remote operation solutions, as well as the possibility of replacing large turbine components without requiring a main crane.
- Optional product solutions to cover all types of market requirements.

Technical specifications



	SG 6.6-155	SG 6.6-170
General details		
Rated power	6.6 MW	
Wind class	Medium and high	Low and medium
Flexible power rating	From 5.6 MW to 6.6 MW	
Control	Pitch and variable speed	
Rotor		
Diameter	155 m	170 m
Swept area	18,869 m ²	22,697 m ²
Tower		
Height	90, 102.5, 122.5, 165 m and site-specific	100, 115, 135, 165 m and site-specific
Technology		
Type	Geared	
First prototype		
Date	2021	

Spain

P. Tecnológico de Bizkaia, edif. 222
48170 Zamudio, Vizcaya

Calle Ramírez de Arellano, 37
28043 Madrid

Avda. Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren, Navarra

onshoresales@siemensgamesa.com

Australia

Herring Road 160, Macquarie Park
Sydney, NSW 2113

885 Mountain Highway
Melbourne, VIC 3153

Austria

Siemensstrasse 90, Vienna 1210

Brazil

Avenida Rebouças, 3970 - 5º andar
Pinheiros 05.402-918, São Paulo

Canada

1577 North Service Road East
Oakville, Ontario L6H 0H6

Chile

Edificio Territoria El Bosque
Avenida Apoquindo 2827, Piso 19
Las Condes, Santiago de Chile

China

Siemens Center Beijing, 12th Floor
No.7 South Wangjing Zhonghuan
Road, Chaoyang District
Beijing 100102

500, Da Lian Road, Yangpu District
200082 Shanghai

Croatia

Heinzlova 70 A
10000 Zagreb

Denmark

Borupvej 16
7330 Brande

Fiskergade 1
7100 Vejle

Egypt

6th Floor, Bureau 175
2nd Business Sector, Al-Horreya axis
90 South Road, 5th Settlement
PO Box: 245/11835 New Cairo

Finland

Tarvonsalmenkatu 19
FI-02600 Espoo

France

Immeuble le Colisée
Bâtiment A - 2 ème étage
10 avenue de l'Arche
92419 Courbevoie

97 allée Alexandre Borodine
Cedre 3, 69800 Saint Priest

Germany

Beim Strohhaus 17-31
20097 Hamburg

BCB business center in Kiel
Hopfenstr. 1 D
24114 Kiel

Mary-Somerville-Straße 14
28359 Bremen

Greece

44 - 46 Riga Fereou Str. &
Messogion Ave
Neo Psychiko
Athens, 15451

India

#334, Block-B, 8th floor
Futura Tech Park
Rajiv Gandhi Salai
Sholinganallur
Chennai 600119

Indonesia

Menara Karya, 28th floor
JL. HR. Rasuna Said Blok X-5
Kav. 1-2
Jakarta

Ireland

Innovation House, DCU Alpha
Old Finglas Road 11
Glasnevin
Dublin 11

Italy

Centro Direzionale Argonauta
Via Ostiense 131/L, Corpo C1
9° piano, 00154 Roma

Via Vipiteno 4, 20128 Milan

Japan

Otemachi First Square Tower
1-5-1 Otemachi, Chiyada-ku
100-0004 Tokyo

Korea

Seoul Square 5th Floor 416
Hangang-daero, Jung-gu
Seoul 04637

Mexico

Paseo de la Reforma 505
Torre Mayor, 37th Floor
Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc
06500 Mexico City

Carretera Juchitán, Espinal, km 4
El Espinal, Oaxaca

Morocco

Anfa Place Blvd. de la Corniche
Centre d'Affaires "Est", RDC
20200 Casablanca

Netherlands

Prinses Beatrixlaan 800
2595 BN Den Haag

Norway

Østre Aker vei 88, 0596 Oslo

Philippines

10F, 8767 Paseo de Roxas
Makati

Poland

Zupnicza street 11, 3rd Floor
03-821 Warsaw

UL. Galaktyczna 30A
80-299 Gdansk

Singapore

Siemens Center
60 MacPherson Road
Singapore 348615

South Africa

Siemens Park
Halfway House
300 Janadel Avenue
Midrand 1685

Sweden

Evenemangsgatan 21
169 79 Solna

Taiwan

8F-1,/6F N° 126
Songjiang Road
Taipei City

Turkey

Esentepe mahallesi Kartal
Yakacik Yolu No 111
34870 Kartal
Istanbul

United Kingdom

Solais House
19 Phoenix Cres
Bellshill ML4 3BF

USA

11950 Corporate Boulevard
Orlando, FL 32826

1150 Northbrook Drive
Suite 350
Trevose, PA 19053

1050 Walnut
Suite 303
Boulder, CO 80302

Vietnam

14th Floor, Saigon Centre
65 Le Loi street
Ben Nghe ward District 1
Ho Chi Minh City

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. for information purposes only and could be modified without prior notice. The information given only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract. All the content of the document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.

07/2021

www.siemensgamesa.com

ALLEGATO 7

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI LURAS E TEMPPIO PAUSANIA – REGIONE SARDEGNA

Stazione di riferimento	Riferimento 1 (cod. RIF1)
Modello aerogeneratore	Siemens Gamesa SG 6.0-170
Operation mode	AM-2
Potenza nominale (MW)	6,0
Altezza del mozzo (m)	115
Diametro (m)	170

AG / RIF.	Coordinate UTM ED50 - Fuso 32		Base macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longitudine	Latitudine		Stima svolta con WAsP					
				H mozzo (m)	V (m/s)	P Lorda (GWh/a)	P Lorda netto scie (GWh/a)	P Lorda netto scie (GWh/a)	Ore equiv. (MWh/MW)
T01	506.561	4.536.395	450	115,0	7,21	22,765	2,08	22,292	3715
T02	504.446	4.536.292	510	115,0	7,40	23,571	0,75	23,395	3899
T03	506.332	4.535.047	418	115,0	6,78	20,918	1,90	20,521	3420
T04	506.019	4.533.828	467	115,0	7,06	22,106	1,30	21,819	3637
T05	508.403	4.535.322	414	115,0	6,80	20,958	4,85	19,942	3324
T06	509.552	4.534.242	402	115,0	6,87	21,271	1,64	20,922	3487
T07	508.772	4.536.013	400	115,0	6,68	20,436	6,15	19,180	3197
T08	509.619	4.535.942	406	115,0	6,78	20,882	7,17	19,384	3231
L09	512.478	4.537.792	420	115,0	6,68	20,438	5,67	19,278	3213
T10	505.094	4.536.313	522	115,0	7,67	24,635	3,15	23,860	3977
L11	511.613	4.537.339	433	115,0	7,08	22,219	4,09	21,311	3552
L12	515.648	4.534.679	306	115,0	6,85	21,216	2,70	20,642	3440
L13	516.457	4.534.923	288	115,0	6,95	21,624	5,46	20,443	3407
L14	516.326	4.535.397	263	115,0	7,18	22,595	3,29	21,850	3642
			407	115,0	7,00	21,831	3,59	21,060	3510
			TOTALI			305,634		294,839	

Note:

1) Producibilità calcolata con curva di potenza alla densità dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente alla quota del mare