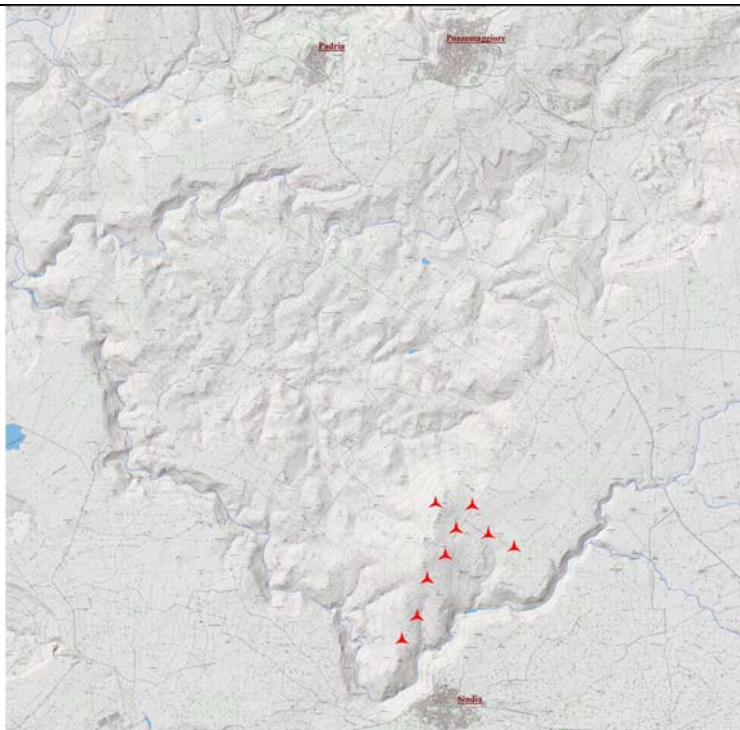




PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN LOCALITA' MONTE RUGHE POTENZA DI PICCO 64,8 MWp



VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Elaborato:

STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA PRODUZIONE ATTESA

Committente:

EOS MONTE RUGHE s.r.l.

Ing. Enrico De Girolamo

Coordinamento

SO.GE.S s.r.l.

Ing. Piero Del Rio

Prog. strutturali:

Ing. Andrea Massa

Studio Anemologico:

Demoenergia 2050 Srls

Studio Acustico

Ing. Federico Miscali

Prog. opere civili - elettriche:

Studio Ing. Nicola Curreli

Ing. Nicola Curreli
Arch. Deidda Carla
Dott. Arch. Pala Nicola
Dott. Arch. Ginevra Fois
SEI Impianti s.r.l.

Studio V.I.A.:

SIGEA s.r.l.

Dott. Geol. Luigi Maccioni: Coordinamento
Ing. Manuela Maccioni - Paesaggistico
Dott. Agr. Vincenzo Satta - Agron. flora, fauna
Dott. Salvatore Ladinetti - Archeologia
Dott. Geol. Valentino Demurtas Georisorse
Dott. Geol. Stefano Demontis - Geotecnica
Dott. Michele Orrù - GIS

Tavola:

R.E._02

Data:

DICEMBRE 2023

Rev:

Scala

DEMOENERGIA 2050 SRLS

Sito eolico di Monte Rughe
Comune di POZZOMAGGIORE (SS)

**Studio anemologico e stima della produzione attesa
da un impianto eolico in progetto in Sardegna**

DATA

DICEMBRE 2023

Via Valderia 14
23811 Ballabio (LC)
P IVA: 03872440130
demoenergia@pec.it

AUTORE

BORGHETTI MASSIMO

SOMMARIO

1	PREMESSA.....	4
2	SCHEMATIZZAZIONE DELLE ATTIVITA' SVOLTE	4
3	INFORMAZIONI DISPONIBILI.....	5
4	L'UBICAZIONE DEL SITO E LE SUE CARATTERISTICHE.....	5
5	LE STAZIONI ANEMOMETRICHE	6
6	PRINCIPALI ELABORAZIONI SVOLTE SUI DATI ANEMOMETRICI	8
6.1	Distribuzione della velocità del vento	8
6.2	Distribuzione delle frequenze delle direzioni del vento (Rosa dei venti)	9
6.3	Ventosità per settori di direzione	10
6.4	Andamento della ventosità media mensile	12
7	STORICIZZAZIONE DELLE SERIE DI DATI DISPONIBILI.....	13
7.1	I dati satellitari	13
7.2	La stazione storica (STO1)	15
7.3	Allineamento temporale della serie di dati satellitari	15
7.4	Confronto degli andamenti delle velocità medie mensili di SAT1_S e di RIF1	16
7.5	Correlazioni tra i dati di velocità di media mensile	16
7.6	Valutazione della ventosità di lungo periodo di RIF1	17
7.7	Allineamento temporale della serie di dati di RIF2	18
8	IL LAYOUT DI IMPIANTO.....	19
9	L'AEROGENERATORE.....	20
10	MODELLO DI CALCOLO	21
10.1	Mappa territoriale	21
10.2	Dati anemometrici in ingresso al modello	22
11	VERIFICHE SUL MODELLO	24
11.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull	24
11.2	Verifica di micrositing	25
11.3	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	26
12	PRODUZIONE ANNUA LORDA ATTESA	27
13	PRODUZIONE NETTA ATTESA	28
14	ANALISI DELLE INCERTEZZE DEI PROCESSI APPLICATI.....	29
15	PRODUZIONE ATTESA CON DATA PROBABILITÀ	31

1 PREMESSA

Questo studio specialistico fa parte della documentazione necessaria per l'iter autorizzativo di un impianto eolico in progetto costituito da N° 9 aerogeneratori da 7.2 MW per complessivi 64.8 MW di potenza nominale.

E' stato redatto quindi al fine di verificare la ventosità del sito del sito ricadente nel territorio comunale di Pozzomaggiore, in Provincia di Sassari, e di valutare la produzione attesa dell'impianto ipotizzato.

Le valutazioni sono basate sui dati raccolti da due stazioni di misura della velocità e della direzione del vento che hanno monitorato il territorio in altrettanti punti rappresentativi prossimi al sito. A supporto dello studio, in particolare per la stima di ventosità di lungo periodo e del gradiente al suolo, è anche disponibile una serie di dati satellitari di un punto interno al sito.

La produzione attesa è stimata mediante idoneo software di modellazione della ventosità (WAsP della DTU Wind Energy).

Le procedure e la metodologia impiegata fanno riferimento alla buona pratica del settore, alle cogenti Norme IEC per la loro parte di applicabilità, in particolare la IEC61400-12-1 e, in generale, alle indicazioni delle Linee Guida per le valutazioni della risorsa eolica (MEASNET Power Performance Measurement Procedure V.3 Nov 2000, IEA 11. Wind Speed Measurement and use cup anemometry 1. Ed 1999).

A completamento delle attività è stata svolta un'analisi delle incertezze dei processi applicati al fine di definire la produzione attesa dall'impianto con data probabilità.

2 SCHEMATIZZAZIONE DELLE ATTIVITA' SVOLTE

Sinteticamente l'attività svolta può essere suddivisa nelle seguenti fasi:

- 1) Validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili;
- 2) Storicizzazione delle serie di dati considerati al fine di definire la ventosità di lungo periodo;
- 3) Predisposizione dei dati di input al modello di simulazione del campo di vento nel sito e verifiche del suo corretto funzionamento;
- 4) Calcoli della produzione annua attesa dall'impianto sulla base dell'impiego di un dato tipo di aerogeneratore, sia lorda, sia al netto delle tipiche perdite d'impianto;
- 5) Analisi di incertezza dei risultati ottenuti.

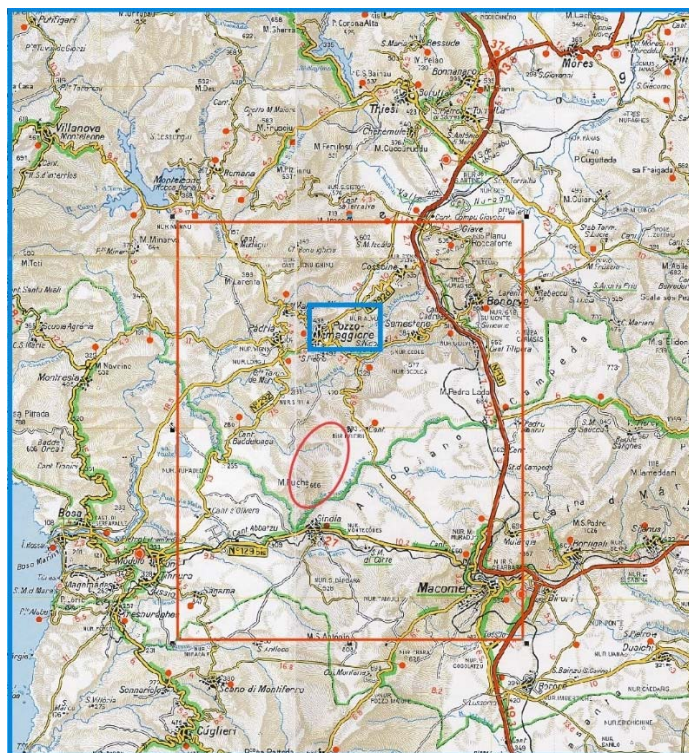
3 INFORMAZIONI DISPONIBILI

Per lo studio sono disponibili le seguenti principali informazioni:

- Dati anemometrici elementari (velocità e direzione del vento per ogni 10 minuti), di due stazioni anemometriche situate nei pressi del sito considerato;
- Dati anemometrici satellitari di media oraria per un periodo di 10 anni (velocità e direzione del vento), calcolati a 50 m sul livello del suolo di un punto rappresentativo dell'impianto in progetto;
- Layout di impianto: Coordinate della disposizione delle turbine in progetto;
- Tipo e caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore previsto nel progetto (marca, modello, potenza nominale e altezza sostegno);

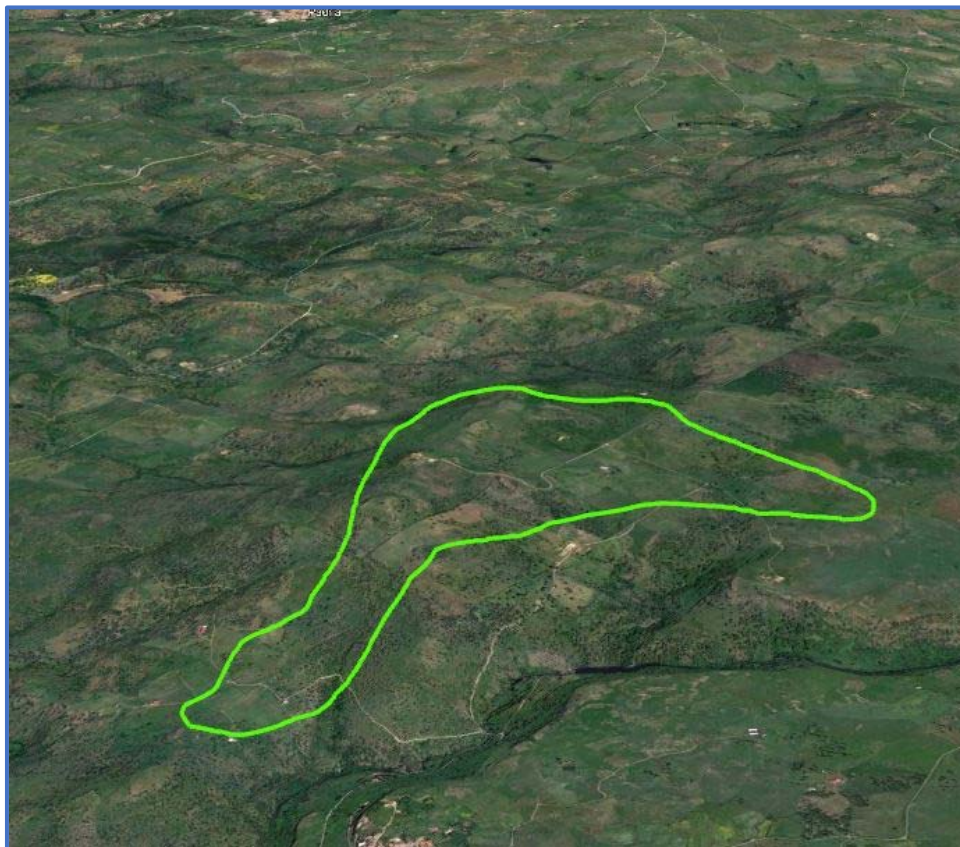
4 L'UBICAZIONE DEL SITO E LE SUE CARATTERISTICHE

L'impianto in progetto, come già specificato, si trova territorialmente nel Comune di Pozzomaggiore, nella Regione Sardegna che fa parte del Logudoro meridionale, intesa come ampia area della Sardegna nord-occidentale. Per sito quindi, in questo caso, si intende un'area di diversi chilometri quadrati circostante il luogo di previsto impianto, di seguito indicata in figura su cartografia stradale, dove è stato evidenziato il Comune interessato.



La morfologia del territorio del sito e dei suoi dintorni risulta caratterizzato da una vasta pianura circondata da rilievi con altitudini che risultano essere attorno ai 500-700 m sul livello del mare. In direzione Ovest, da dove provengono i venti più interessanti, i rilievi sono di tipo collinare e/o di altopiani che non superano i 500 m slm.

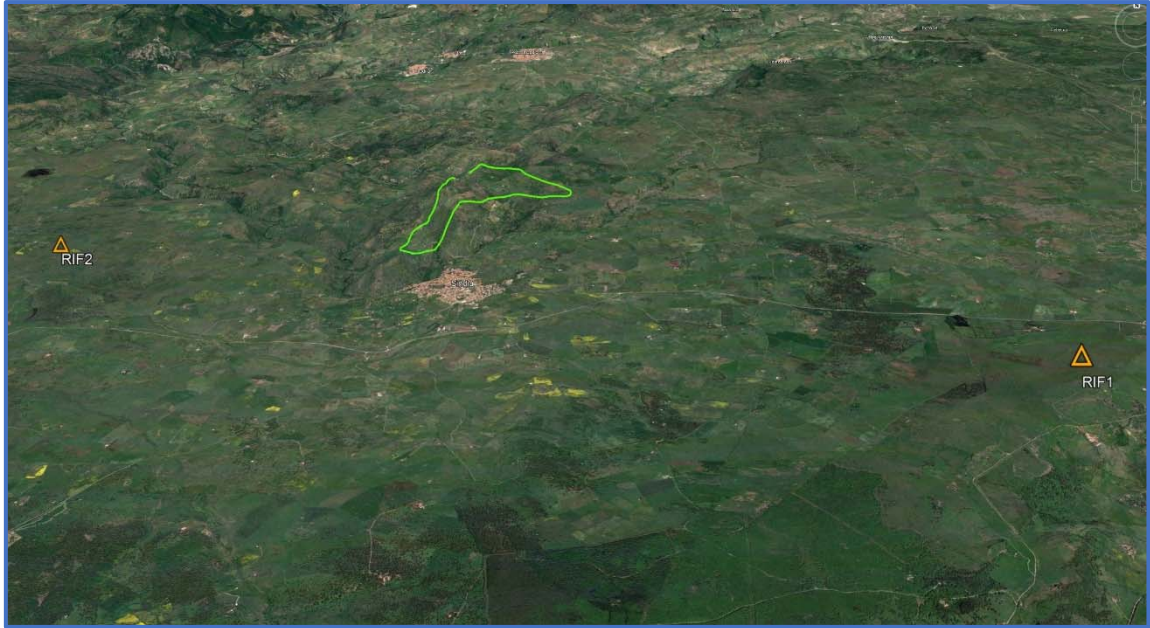
Le parti sommitali dei rilievi, ivi compreso quello che ospita l'impianto in progetto, sono prevalentemente privi di vegetazione di alto fusto e per lo più destinate a pascolo con ampi appezzamenti interessati da coltivazioni di foraggiere, come si può evincere dall'immagine seguente.



5 LE STAZIONI ANEMOMETRICHE

Le stazioni, cui i dati anemometrici disponibili per questo studio si riferiscono, denominate Riferimento 1 (cod. RIF1) e Riferimento 2 (cod. RIF2), sono ubicate nei pressi del sito di interesse.

La loro localizzazione nel dettaglio risulta molto rappresentativa del territorio circostante poiché installate su altopiani ben esposti ai venti predominanti, a quote non dissimili da quella del sito (rispettivamente 700 m slm e 400 m slm) come di evince dalla seguente immagine.



RIF1 si trova a circa 8 km dal baricentro del sito in oggetto in direzione Est-Sud Est mentre RIF2 si trova in direzione Ovest a circa 5 Km.

Le principali informazioni sulle stazioni considerate in termini di localizzazione e di durata delle loro misurazioni sono di seguito riportate:

RIF1:

- Comune: Macomer
- Provincia: Nuoro
- Località: Sa Serra Crastos
- Altitudine: 730 m slm
- Long. (UTM ED50): 477450
- Lat. (UTM ED50): 4458250
- Periodo di acquisizione dati: Giu 2001-Gen 2004

RIF2:

- Comune: Suni
- Provincia: Oristano
- Località: Sa Matta Cumida
- Altitudine: 370 m slm
- Long. (UTM ED50): 465350
- Lat. (UTM ED50): 4462200
- Periodo di acquisizione dati: Apr 2001-Giu 2002

Entrambe le stazioni sono equipaggiate da sensori di misura disposti rispettivamente a 50 m sls e a 30 m sls. I sensori di velocità e di direzione del vento hanno caratteristiche tecniche idonee a rilevare i principali parametri della ventosità e corrispondono, per marca e modello, a quelli normalmente impiegati per i monitoraggi nel settore della produzione da fonte eolica. L'acquisitore di cui sono dotate le stazioni consente di registrare per ogni 10 minuti almeno le seguenti grandezze:

- Velocità media
- Velocità massima
- Scarto quadratico medio dei campionamenti
- Direzione media

6 PRINCIPALI ELABORAZIONI SVOLTE SUI DATI ANEMOMETRICI

6.1 Distribuzione della velocità del vento

La curva di durata della velocità del vento riporta il tempo durante il quale il valore indicato viene superato. Di seguito si rende disponibile la tabella con la curva di durata del sensore di sommità delle stazioni considerate per classi di 1 m/s.

RIF1

STAZIONE ANEMOMETRICA : MACOMER Regione: Sardegna (Cod: RIF1)		
Sensore a 50 m sls		
Percentuale dati disponibili = 98.02 % (133361 dati su 136060)		
Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO		
m/s	ore/anno	%
0.0	8760.0	100.0
1.0	8142.5	93.0
2.0	7834.2	89.4
3.0	7233.8	82.6
4.0	6093.9	69.6
5.0	4814.0	55.0
6.0	3568.7	40.7
7.0	2551.5	29.1
8.0	1801.0	20.6
9.0	1270.0	14.5
10.0	895.4	10.2
11.0	625.3	7.1
12.0	427.9	4.9
13.0	285.5	3.3
14.0	181.4	2.1
15.0	114.3	1.3
16.0	70.0	0.8
17.0	41.3	0.5
18.0	24.5	0.3
19.0	14.8	0.2
20.0	7.7	0.1
21.0	3.0	0.0
22.0	0.7	0.0
23.0	0.1	0.0
Parametri della distribuzione di Weibull :		Vc = 6.27 k = 1.63

RIF2

STAZIONE ANEMOMETRICA : SUNI Regione: Sardegna (Cod: RIF2)		
Sensore a 30 m sls		
Percentuale dati disponibili = 99.09 % (61055 dati su 61614)		
Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO		
m/s	ore/anno	%
0.0	8760.0	100.0
1.0	7778.8	88.8
2.0	6706.1	76.6
3.0	5467.8	62.4
4.0	3980.1	45.4
5.0	2684.6	30.6
6.0	1677.2	19.1
7.0	1027.7	11.7
8.0	610.5	7.0
9.0	332.9	3.8
10.0	175.2	2.0
11.0	91.5	1.0
12.0	47.8	0.5
13.0	26.7	0.3
14.0	13.6	0.2
15.0	6.0	0.1
16.0	1.7	0.0
17.0	0.1	0.0
18.0	0.0	0.0
19.0	0.0	0.0
20.0	0.0	0.0
Parametri della distribuzione di Weibull :		Vc = 4.30 k = 1.52

Essa può anche essere rappresentata da una distribuzione di probabilità di Weibull, detta anche curva di durata teorica, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(V)=100 * \exp [-(V/Vc)^k],$$

dove:

$F(V)$ = % del tempo rispetto all'anno in cui dato valore è superato;

V = valore della velocità media nei 10 minuti;

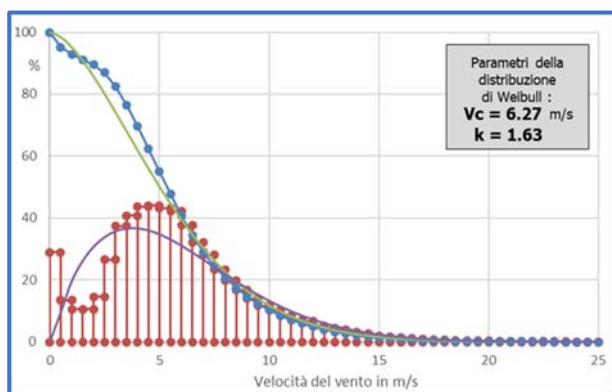
V_c = valore della velocità caratteristica

K = fattore di forma

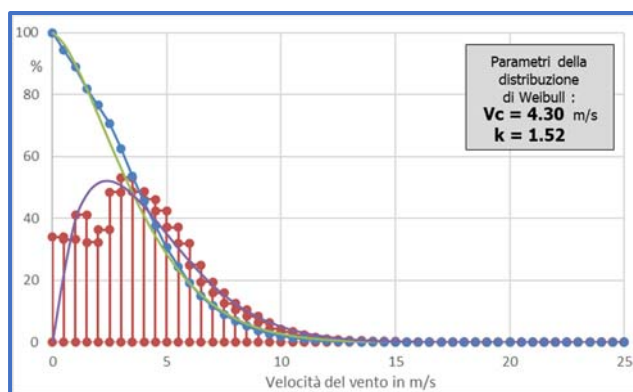
Questi ultimi parametri sono stimati mediante regressione dopo linearizzazione della distribuzione.

E' anche possibile rappresentare la distribuzione delle frequenze delle velocità del vento per intervalli di 0.5 m/s dei dati sperimentali (istogramma) e la corrispondente curva delle frequenze derivata dalla distribuzione di Weibull. Di seguito si rendono disponibili i grafici con tale rappresentazione:

RIF1



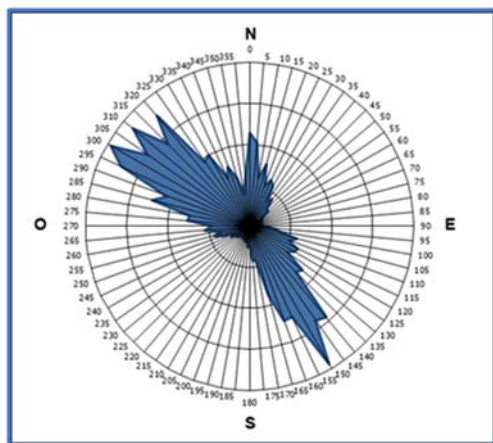
RIF2



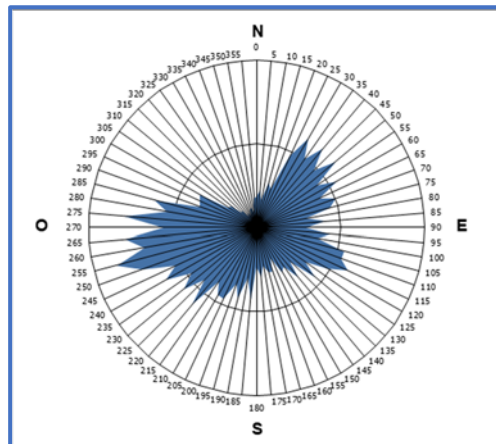
6.2 Distribuzione delle frequenze delle direzioni del vento (Rosa dei venti)

I grafici sottostanti rendono evidente la distribuzione delle direzioni del vento rilevate, per settori di 5° sessagesimali. Non sono considerate le direzioni dei venti inferiori a 0.5 m/s (calme).

RIF1



RIF2



6.3 Ventosità per settori di direzione

Nelle seguenti tabelle sono riportate le risultanze delle elaborazioni dei dati validi delle serie del sensore posto in sommità di ogni stazione riferite ai settori nei quali è stato suddiviso l'angolo giro.

RIF1

Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	
N	9.2	12207	5.00	2.50	6.18	18.5	145	
NNE	6.0	7962	5.48	2.50	6.56	17.3	173	
ENE	2.3	3044	5.20	2.06	5.93	13.3	128	
E	2.9	3835	6.42	3.12	7.82	18.3	293	
ESE	7.4	9870	6.30	3.32	7.85	18.9	296	
SSE	16.1	21472	4.93	2.33	5.96	17.9	130	
S	4.4	5912	5.32	2.63	6.47	16.2	166	
SSO	1.8	2369	4.73	2.31	5.73	14.3	115	
OSO	2.8	3669	5.00	2.37	6.02	16.1	133	
O	7.6	10141	5.67	2.42	6.62	17.5	178	
ONO	18.5	24664	7.17	3.12	8.42	22.0	365	
NNO	12.5	16650	7.84	3.99	9.67	23.1	554	
NoDir	3.9	5146	5.65	3.04	7.16	21.1	225	
Calme	4.8	6420	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)					
Totale =		133361	5.78	3.28	7.42	23.1	250	

RIF2

Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	
N	2.1	1287	3.07	1.72	3.91	10.1	36	
NNE	5.5	3377	4.46	2.66	5.90	17.1	126	
ENE	5.9	3592	4.27	2.71	5.76	15.1	117	
E	4.8	2916	4.61	2.98	6.32	16.8	155	
ESE	5.7	3475	4.85	2.64	6.10	16.4	139	
SSE	3.4	2078	3.66	2.21	4.81	13.1	68	
S	3.8	2348	3.56	2.50	5.14	14.8	83	
SSO	5.2	3174	3.70	2.26	4.90	12.6	72	
OSO	6.8	4182	3.77	1.89	4.60	11.6	60	
O	8.7	5308	4.34	2.04	5.17	11.2	85	
ONO	3.7	2282	4.87	2.93	6.36	14.6	158	
NNO	1.3	766	3.45	2.10	4.57	11.8	58	
NoDir	37.4	22811	4.35	2.24	5.37	15.6	95	
Calme	5.7	3459	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)					
Totale =		61055	4.02	2.49	5.33	17.1	93	

Più precisamente nelle tabelle 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 : nome del settore da Nord a NNO in senso orario;
- - colonna 2 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
- - colonna 3 : numero di rilievi registrati: n ;
- - colonna 4 : media aritmetica delle velocità :
$$V_{med} = \sum_i \frac{1}{n} \cdot V_i$$
- - colonna 5 : scarto quadratico medio delle velocità :
$$sigV = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_i (V_i - V_{med})^2}$$
- - colonna 6 : media cubica delle velocità :
$$V_{cub} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \cdot \sum_i V_i^3}$$
- - colonna 7 : valore massimo della velocità :
$$V_{max} = \max_i \{V_i\}$$

- colonna 8 : potenza specifica media P_V , che rappresenta quella propria per unità di superficie ed

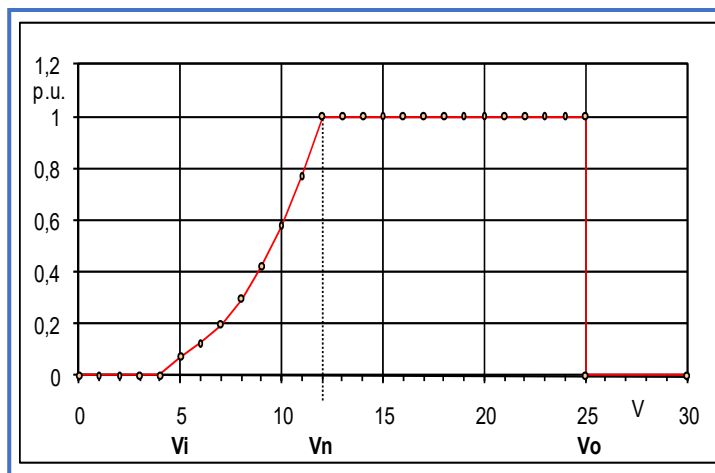
è funzione della densità dell'aria e della velocità cubica secondo la relazione:
$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3$$

Detta potenza nel tempo fornisce l'energia per unità di superficie che è possibile estrarre teoricamente dal vento. Moltiplicata per la superficie del rotore e opportunamente abbinata alla curva di potenza di un aerogeneratore determina la produzione attesa.

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

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

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



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

6.4 Andamento della ventosità media mensile

Nel seguito, per la medesima serie, si riportano i parametri caratteristici, con base mensile, per evidenziarne l'andamento della ventosità nell'anno.

RIF1

Mese	Meq.	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Dic	2.93	6.60	3.37	8.15	21.1	332	247
Gen	2.79	6.16	3.61	8.03	21.5	317	236
Feb	2.00	6.63	4.15	8.89	22.9	431	290
Mar	2.00	5.21	3.13	6.87	19.8	198	148
Apr	1.95	6.20	3.14	7.55	17.2	263	190
Mag	2.00	5.99	3.28	7.57	18.9	265	197
Giu	1.94	4.68	2.72	6.04	15.8	135	97
Lug	2.98	5.58	2.75	6.79	19.2	191	142
Ago	2.98	5.21	2.79	6.53	19.2	171	127
Set	2.99	5.46	3.25	7.14	23.1	223	160
Ott	3.00	5.68	3.02	7.10	21.1	219	163
Nov	2.83	5.92	3.54	7.71	19.6	281	202
Stagione		Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)		6.46	3.71	8.36	22.9	358	772
Primavera (Mar - Mag)		5.79	3.21	7.34	19.8	242	535
Estate (Giu - Ago)		5.16	2.78	6.47	19.2	166	367
Autunno (Set - Nov)		5.69	3.28	7.32	23.1	241	526
Anno		5.77	3.29	7.43	23.1	251	2199

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

RIF2

Mese	Meq.	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Dic	1.00	5.13	2.98	6.61	17.1	177	131
Gen	1.00	3.36	2.22	4.65	13.5	62	46
Feb	1.00	3.29	2.29	4.60	12.3	60	40
Mar	1.00	3.26	2.12	4.42	11.5	53	39
Apr	1.90	4.39	2.55	5.61	14.8	108	78
Mag	1.94	3.69	2.29	4.91	16.8	72	54
Giu	1.12	4.08	2.29	5.17	11.5	85	61
Lug	0.99	4.20	2.53	5.54	15.6	104	77
Ago	0.99	3.57	1.98	4.46	10.2	54	40
Set	1.00	4.68	2.47	5.79	13.0	119	86
Ott	1.00	3.61	2.07	4.62	12.0	61	45
Nov	0.99	4.94	2.97	6.45	15.9	164	118
Stagione		Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)		3.95	2.67	5.48	17.1	101	217
Primavera (Mar - Mag)		3.77	2.37	5.02	16.8	78	171
Estate (Giu - Ago)		3.95	2.29	5.09	15.6	81	179
Autunno (Set - Nov)		4.40	2.59	5.71	15.9	114	249
Anno		4.02	2.50	5.34	17.1	93	816

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

In tabella 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%.

7 STORICIZZAZIONE DELLE SERIE DI DATI DISPONIBILI

Le due serie di dati che si intendono utilizzare per le successive valutazioni devono essere allineate temporalmente e, possibilmente, devono rappresentare entrambe la ventosità di lungo periodo che caratterizza i loro siti di monitoraggio. Per tale motivo sono stati effettuati confronti con dati contemporanei di una serie di dati lunga durata che è interessata dai medesimi regimi di vento. Nel caso specifico si dispone di una serie di dati satellitari riferiti ad un punto baricentrico del sito di Monte Rughe. La storicizzazione risulta possibile se gli andamenti della ventosità sono in sintonia (per direzione e velocità) e se il fattore di correlazione tra i dati di velocità media mensile contemporanei è sufficientemente alto.

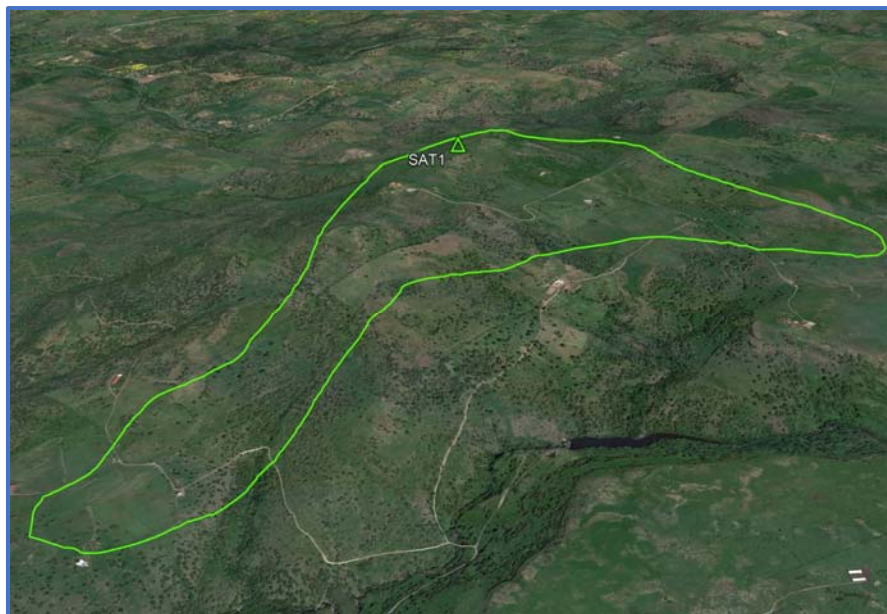
La metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Allineamento temporale della serie di dati satellitari mediante confronti con quelli della stazione storica;
2. Confronto degli andamenti delle velocità medie mensili delle rilevazioni satellitari di lunga durata (10 anni) e quelli della stazione RIF1 che è quella di maggior ampiezza temporale (30 mesi) rispetto al periodo di raccolta dati di RIF2 (14 mesi);
3. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile di dette serie e verifica del loro coefficiente di correlazione;
4. Eventuale adeguamento della serie di dati di RIF1 sulla base del coefficiente di storicizzazione ottenuto con i parametri della retta di regressione più rappresentativa della correlazione;
5. Analogo procedimento di cui sopra per la stazione RIF2, sfruttando la contemporaneità di rilevazioni con RIF1, alla luce del valore di ventosità di lungo periodo appena ottenuto.

7.1 I dati satellitari

La serie di dati impiegata per le valutazioni è stata acquisita da VORTEX FDC, società specializzata nella fornitura di dati del vento provenienti da rilevazioni satellitari. I dati disponibili si riferiscono ad un punto rappresentativo dell'impianto in progetto ad una altezza di 120 m sul livello del suolo. Di seguito sono resi disponibili dati e un'immagine sulla sua localizzazione:

CODICE	COMUNE	PROV.	Altezza sls (m)	Coordinate UTM Fuso 32				Quota slm (m)
				WGS84		ED50		
				Longitudine	Latitudine	Longitudine	Latitudine	
SAT1	POZZOMAGGIORE	SS	120	470693	4463892	470774	4464079	630



I dati hanno una consistenza di 11 anni, dall'1/1/2000 al 31/12/2010, e derivano da idonea modellazione del flusso del vento, a partire da dati satellitari NASA denominati ERA5, con una risoluzione di 3km. Un estratto dei dati forniti è di seguito rappresentato:

```

[lat=40.32504 Lon=8.655029 Hub-Height=120 Timezone=01.0 ASL-Height(avg. 3km-grid)=490 (file requested on 2023-11-25 14:51:35)
VORTEX (www.vortexfdc.com) - Computed at 3km resolution based on ERA5 data (designed for correlation purposes)
    
```

YYYYMMDD HHMM	M(m/s)	D(deg)	T(C)	De(k/m3)	PRE(hPa)	RiNumber	RH(%)	RMOL(1/m)
20000101 0100	1.4	39	3.2	1.20	950.4	2.62	74.9	0.0098
20000101 0200	2.3	50	3.5	1.20	950.4	2.19	70.6	0.0084
20000101 0300	2.4	67	3.7	1.20	950.0	1.67	66.7	0.0076
20000101 0400	2.3	82	3.8	1.20	950.0	1.07	62.5	0.0082
20000101 0500	1.7	100	3.9	1.20	950.1	0.80	59.5	0.0086
20000101 0600	1.9	112	3.8	1.20	950.4	0.39	58.4	0.0088
20000101 0700	2.4	119	3.9	1.20	950.6	0.35	58.0	0.0073
20000101 0800	2.8	124	4.0	1.20	951.1	0.33	58.3	0.0061
20000101 0900	3.3	122	4.0	1.20	951.5	0.48	59.3	0.0035
20000101 1000	3.9	119	3.9	1.20	951.8	1.08	61.4	-0.0008
20000101 1100	3.8	119	3.9	1.20	952.6	2.36	62.0	-0.0074
20000101 1200	2.6	124	4.6	1.20	952.5	-0.95	65.4	-0.0150
20000101 1300	2.1	125	5.2	1.19	951.8	-5.85	56.4	-0.0180
20000101 1400	1.6	129	5.6	1.19	951.8	-7.25	51.8	-0.0224
20000101 1500	1.3	132	5.7	1.19	951.7	-3.56	53.0	-0.0208
20000101 1600	0.5	211	5.7	1.19	951.9	2.56	55.0	-0.0212
20000101 1700	2.0	297	5.0	1.19	952.0	0.75	65.5	0.0625
20000101 1800	1.2	23	5.0	1.19	952.2	0.31	68.0	1.4772
20000101 1900	2.7	85	5.1	1.19	952.5	1.94	65.1	0.0223
20000101 2000	2.3	88	5.3	1.19	952.8	6.98	59.0	0.0123
20000101 2100	2.0	136	5.0	1.19	953.1	0.46	61.0	0.0102
20000101 2200	1.7	172	5.1	1.19	953.2	0.22	58.7	0.0080
20000101 2300	2.0	197	5.0	1.19	953.5	0.78	59.4	0.0091
20000102 0000	2.5	210	4.9	1.20	953.2	0.67	58.5	0.0114

Oltre a due grandezze meteorologiche non di interesse (Ri number ed RMOL), nella serie si individuano le seguenti grandezze di media oraria:

- Velocità del vento in m/s
- Direzione del vento in gradi sessagesimali (0° a Nord)
- Temperatura ambiente in gradi centigradi
- Densità dell'aria in kg/m³

- Pressione atmosferica in hPa
- Umidità percentuale dell'aria

7.2 La stazione storica (STO1)

La stazione storica di riferimento, denominata STORICA 1 (cod. STO1) e ricadente nel Comune di Alghero, fa parte della rete anemometrica Meteo dell'Aeronautica Militare.

Di tale stazione si dispongono dei dati elementari a partire dal 1980 fino al 2018 ed è quindi nota la sua ventosità di lungo periodo.

La stazione Storica 1 ha le seguenti principali caratteristiche:

Comune: Alghero (SS)

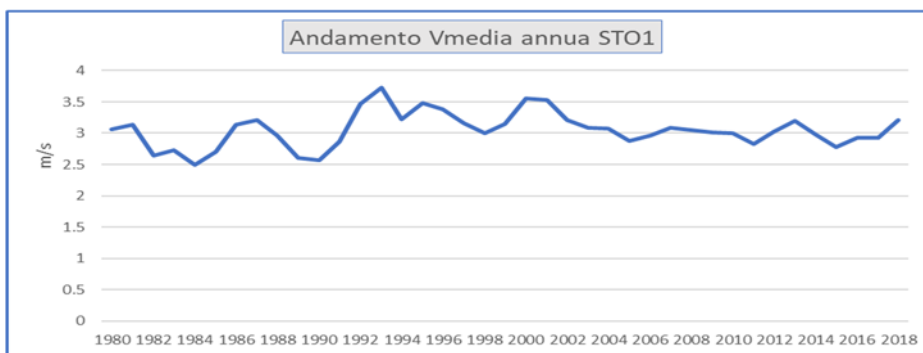
Coordinate geografiche:

Longitudine: 8.29° E; Latitudine : 40,64° N

Altitudine (s.l.m.): 25 m

Altezza di misura=10 m

L'andamento delle velocità medie annue è rappresentato nel seguente grafico:

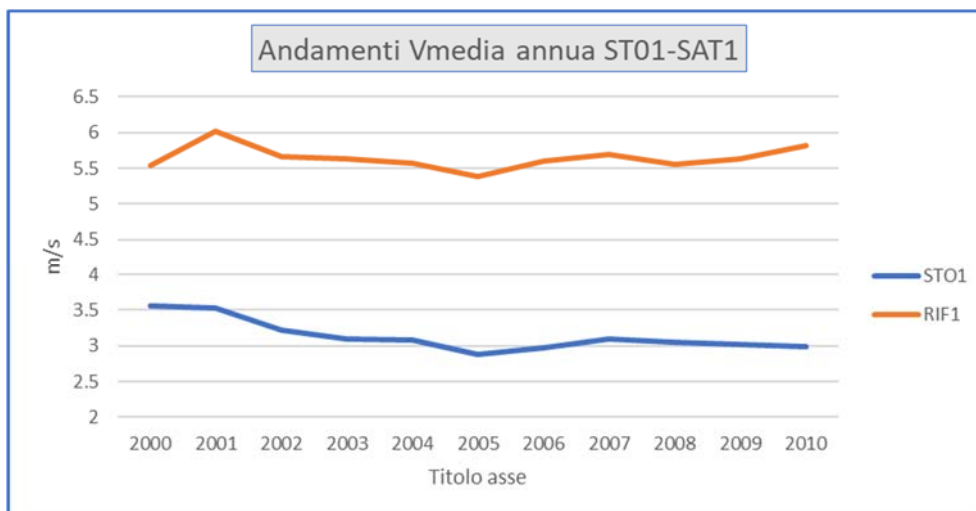


Sulla base di tutti i dati disponibili della stazione di Riferimento 1, frutto di rilevazioni di quasi 40 anni, si calcola che la ventosità media è pari a **3.03 m/s** con una disponibilità di dati validi dell'86%.

7.3 Allineamento temporale della serie di dati satellitari

La serie dei dati satellitari è stata messa a confronto con quella della stazione storica per valutare la sua rappresentatività nel lungo periodo.

Gli andamenti delle velocità medie annue contemporanee delle due serie considerate sono rappresentati nel seguente grafico:

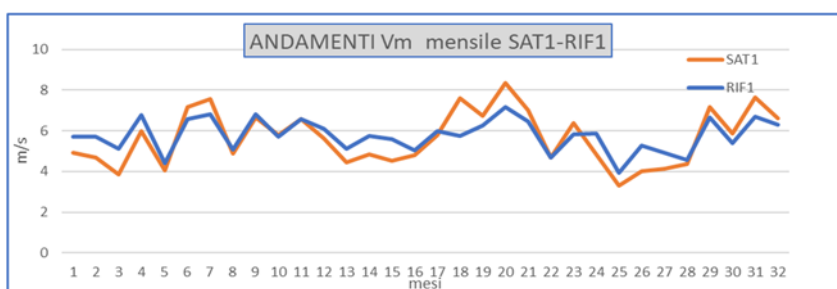


I due andamenti appaiono discretamente omogenei per ipotizzare che i loro punti di misura siano sottoposti ai medesimi regimi di vento. Per tale motivo è possibile utilizzare il rapporto tra la velocità media del periodo storico (= 3.051) velocità media del periodo di ST01 contemporaneo a quello di SAT1(= 3.133 m/s) quale coefficiente di storicizzazione ($K_s=0.974$) per allineare il valore di ventosità nel lungo periodo di SAT1.

Nel proseguo, quindi, quale ventosità stabile nel tempo di SAT1 si utilizzerà il valore di 5.50 m/s e la stazione denominata SAT1_S.

7.4 Confronto degli andamenti delle velocità medie mensili di SAT1_S e di RIF1

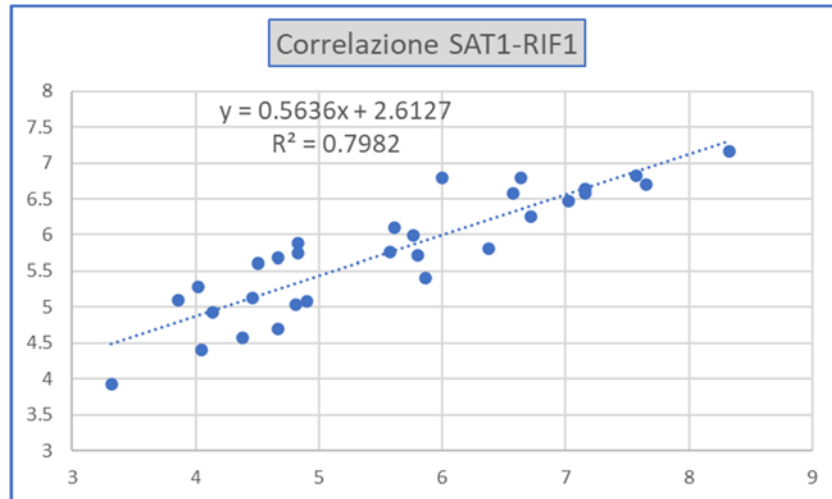
Gli andamenti delle velocità medie mensili del vento contemporanee, cioè la variazione nel tempo delle grandezze considerate, per la stazione da storicizzare (RIF1) e quella storica di SAT1 sono i seguenti:



Gli andamenti appaiono omogenei ed in sintonia a significare che la coppia di stazioni è sottoposta agli stessi regimi di vento.

7.5 Correlazioni tra i dati di velocità di media mensile

Per confermare le ipotesi di cui sopra sono stati correlati i dati di media mensile con disponibilità dei campioni elementari superiore all'80%, per la coppia di stazioni considerata, i cui risultati sono di seguito riportati.



Il coefficiente di correlazione (0.89) è soddisfacente, considerando anche la buona numerosità dei campioni impiegati (28).

7.6 Valutazione della ventosità di lungo periodo di RIF1

I parametri della retta di regressione non passante per lo zero, ottenuta come sopra indicato, 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 regimi di vento.

Pertanto, tale retta può essere considerata valida anche nel tempo e quindi utilizzata per valutare la ventosità di lungo periodo del sito che ospita la stazione di cui si dispongono meno dati rispetto a quella ritenuta storica.

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 alle rette di regressione delle correlazioni sopra riportate, che rispetto ad altri possibili parametri minimizzano lo scarto quadratico dei residui, si ottiene:

Stazione SAT1_S - 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	K_s
RIF1	Medie Mensili	28	0.893	0.564	2.613	5.50	5.71	5.78	0.989

Dove:

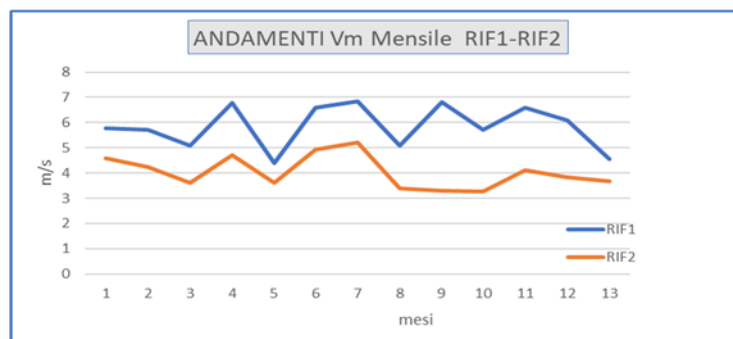
- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **A, B** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media di lungo periodo della serie storica
- **Stima LP in Y** = Stima della velocità media di lungo periodo nella stazione in sito
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata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

Come si può evincere dai risultati della storicizzazione, utilizzando i parametri a e b frutto della correlazione dei dati di media mensile, la velocità media annua stabile nel tempo di RIF1 si stima sia pari a 5.71 m/s con un Ks di 0.99.

Alla luce di queste risultanze e delle incertezze proprie dei processi di storicizzazione, si ritiene di mantenere inalterati i dati della serie di RIF1 senza applicare alcun correttivo.

7.7 Allineamento temporale della serie di dati di RIF2

Gli andamenti delle velocità medie mensili del vento contemporanee, cioè la variazione nel tempo delle grandezze considerate, per la stazione da storicizzare (RIF2) e quella con dati storicizzati (RIF1) sono i seguenti:



Gli andamenti appaiono omogenei ed in sintonia a significare che la coppia di stazioni è sottoposta agli stessi regimi di vento. Per tale motivo è possibile utilizzare il rapporto tra la velocità media storicizzata di

RIF1(= 5.775 m/s) con quella rilevata nel periodo contemporaneo di RIF2 (= 5.846 m/s) quale coefficiente di storicizzazione ($K_s=0.988$) per allineare il valore di ventosità nel lungo periodo di RIF2.

Alla luce di queste risultanze e delle incertezze proprie dei processi di storicizzazione, si ritiene di mantenere inalterati i dati della serie di RIF2 senza applicare alcun correttivo.

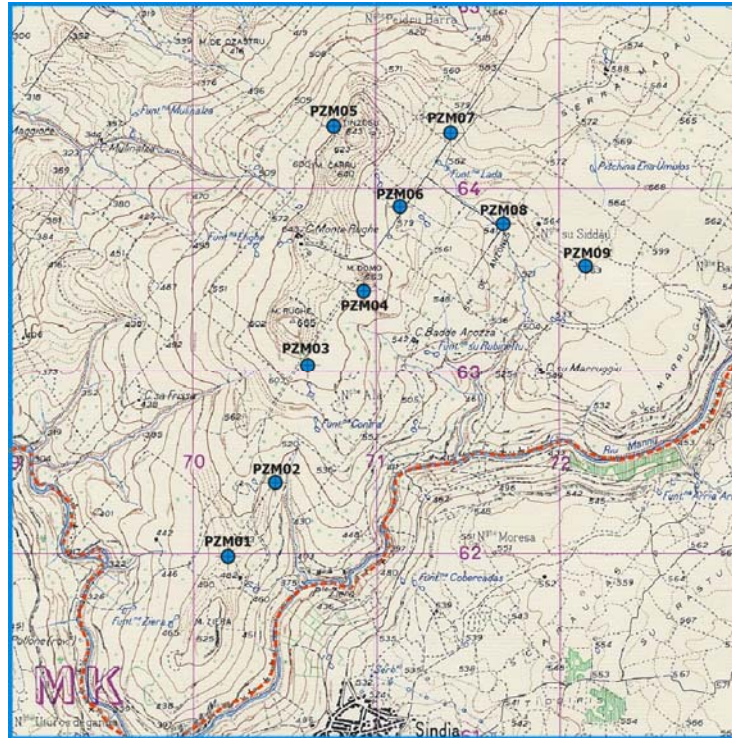
8 IL LAYOUT DI IMPIANTO

L'impianto è costituito da nove turbine di grande taglia, cioè con rotore esteso e di consistente potenza nominale, alla stregua di quelle recentemente impiegate nei moderni progetti di impianti eolici. Per quanto qui di interesse, per layout di impianto si intende unicamente la localizzazione delle turbine in progetto tra loro e rispetto al territorio, con particolare attenzione alla loro elevazione sul livello del mare.

Nella seguente tabella le coordinate delle turbine sono espresse nei sistemi cartesiani (UTM) più utilizzati in Italia. Le quote sono derivate con buona approssimazione dalla loro localizzazione nella modellazione territoriale di seguito descritta.

AG	UTM ED50 (metri)		UTM WGS84(metri)		ALTITUDINE m (slm)
	Long. X	Lat. Y	Long. X	Lat. Y	
PZM1	470190	4461984	470109	4461797	482
PZM2	470452	4462387	470371	4462200	480
PZM3	470628	4463033	470547	4462846	616
PZM4	470943	4463439	470862	4463252	621
PZM5	470774	4464345	470693	4464158	601
PZM6	471131	4463899	471050	4463712	572
PZM7	471411	4464308	471330	4464121	571
PZM8	471690	4463809	471609	4463622	543
PZM9	472138	4463579	472057	4463392	554

Nella seguente immagine l'impianto in progetto è rappresentato su cartografia IGMI Serie 25V (Scala 1:25.000).



9 L'AEROGENERATORE

L'aerogeneratore impiegato nel progetto è una macchina di grande taglia, di nuova concezione, con una buona altezza di mozzo e con rotore di ampie dimensioni. Trattasi della turbina VESTAS V162 da 7.2 MW prodotta dal costruttore danese omonimo aventi le seguenti caratteristiche di maggior interesse:

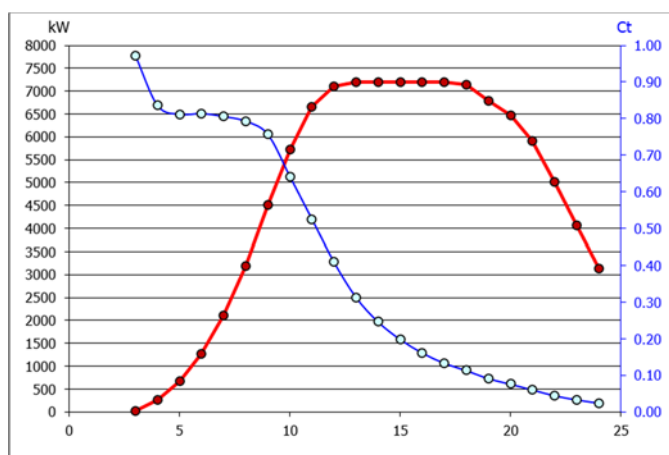
- Potenza nominale = 7.200 kW
- Velocità di cut-in = 3 m/s
- Velocità di cut-out = 24 m/s
- Diametro rotore = 162 m
- Area spazzata = 20.600 m²
- Altezza mozzo = 119 m

La sua curva di potenza, così come fornita dal Costruttore, necessaria per le successive valutazioni di produzione attesa è stata calcolata alla densità dell'aria di 1.15 kg/m³ che è relativa alla quota media del mozzo (680 m slm) per una temperatura media di 13°C (valori desunti da dati satellitari a 120m sls). Essa viene nel seguito rappresentata, sia in forma tabellare, sia grafica:

VESTAS V162-7.2 MW

Curva di Potenza alla densità di 1.15 kg/m³

V mozzo (m/s)	P (kW)	Ct
3.0	32	0.972
4.0	268	0.836
5.0	680	0.812
6.0	1277	0.814
7.0	2109	0.806
8.0	3191	0.793
9.0	4517	0.757
10.0	5734	0.642
11.0	6663	0.526
12.0	7108	0.410
13.0	7192	0.313
14.0	7200	0.246
15.0	7200	0.199
16.0	7200	0.162
17.0	7200	0.134
18.0	7142	0.114
19.0	6793	0.092
20.0	6481	0.077
21.0	5914	0.061
22.0	5025	0.045
23.0	4071	0.034
24.0	3139	0.025



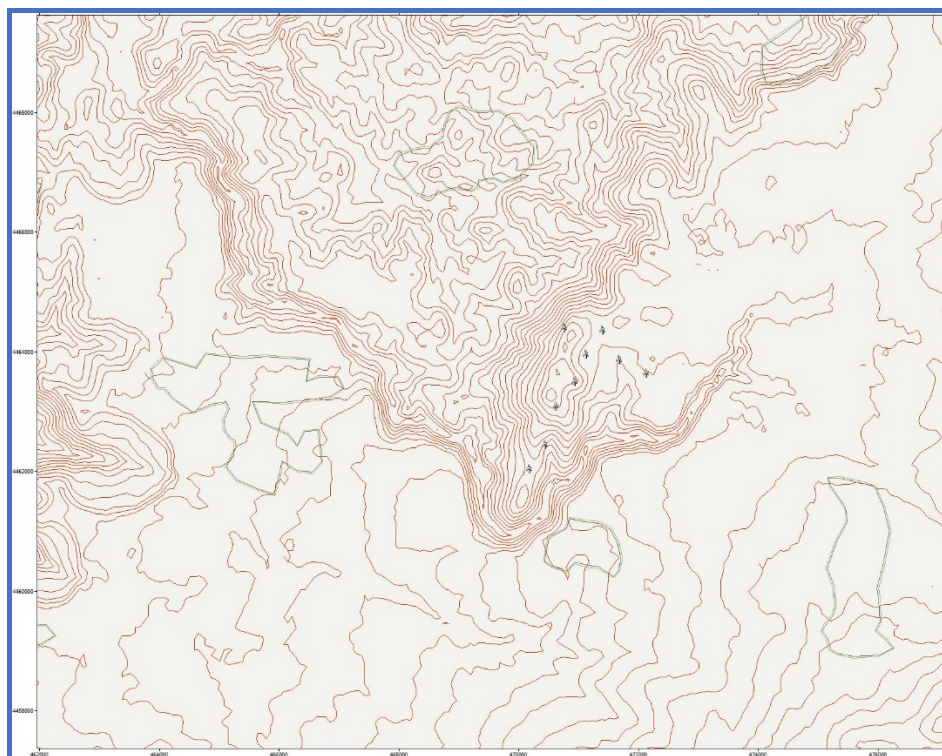
10 MODELLO DI CALCOLO

Le elaborazioni di seguito svolte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WASP ver.10.2 (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal RISO (Risoe National Laboratory) basato su un modello matematico del flusso del vento.

Il modello, che necessita in ingresso di una mappa contenente curve isometriche di quota e di rugosità nonché di dati anemometrici di un definito punto del territorio (possibilmente centrato nella mappa considerata e ad una buona altezza dal suolo), calcola dapprima il vento geostrofico indisturbato ad una consistente altezza dal suolo (Atlas) e costruisce poi un campo di vento alla quota di interesse (quella del mozzo) mediante algoritmi che calcolano punto per punto, in un sistema x,y,z, le accelerazioni e le decelerazioni della vena fluida tenendo conto per ogni direzione delle variazioni di quota e di rugosità (e la presenza di eventuali ostacoli).

10.1 Mappa territoriale

L'area di applicazione del modello è stata nel nostro caso pari a circa 1200 km², un rettangolo di 30 x 40 km con curve di livello con passo a 20 m. Di seguito se ne riporta l'immagine di una sua parte centrale.



La rugosità inserita nella mappa è stata desunta da immagini satellitari e riguarda in particolare le formazioni boschive (indice 0.20), i centri abitati (0.40) e i centri industriali (0.80) nonché gli specchi d'acqua (0.00). La totalità restante dell'area ha una rugosità di 0.03, valida per pascoli e coltivazioni basse.

10.2 Dati anemometrici in ingresso al modello

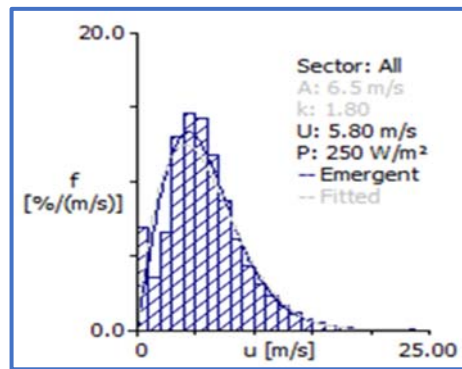
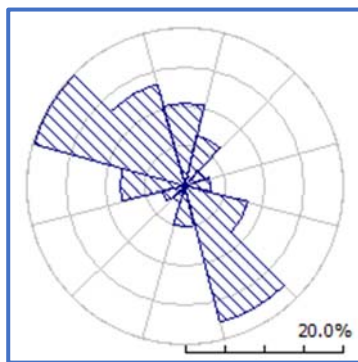
In ingresso al modello saranno inserite le serie delle due stazioni anemometriche che, sulla base delle elaborazioni effettuate e delle considerazioni di cui al Capitolo 7, riscontrano la ventosità media annua di lungo periodo indicata nell'ultima colonna della seguente tabella.

CODICE	COMUNE	PROV.	Altezza sls	Durata monitoraggio	Vm periodo di monitoraggio	Disponibilità dati validi	Vm Lungo periodo
			(m)	(mesi)	(m/s)	(%)	(m/s)
RIF1	MACOMER	NU	50	31	5.78	98	5.78
RIF2	SUNI	OR	30	14	4.02	99	4.02

Le serie di dati sono fornite al modello come distribuzione per bin di velocità (di 1 m/s) e per direzione (12 settori di 30° sess ovvero 8 settori di 45° sess.) come di seguito rappresentato nelle seguenti tabelle. La numerosità dei campionamenti di ogni casella è espressa in millesimi.

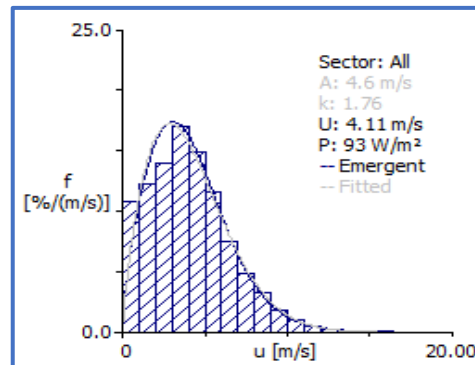
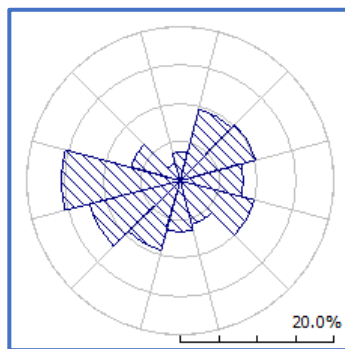
RIF1-MACOMER: DISTRIBUZIONE VENTOSITA' IN INGRESSO AL MODELLO

Velocità m/s	N	N-NE	NE-E	E	E-SE	SE-S	S	S-SO	SO-O	O	O-NO	NO-N	Totale
	Settore 1	Settore 2	Settore 3	Settore 4	Settore 5	Settore 6	Settore 7	Settore 8	Settore 9	Settore 10	Settore 11	Settore 12	
1	113	78	83	66	78	77	113	144	95	51	31	48	69
2	50	30	35	32	37	42	59	73	60	36	18	22	35
3	93	69	68	50	67	97	88	91	91	54	34	43	66
4	162	140	133	95	140	200	130	140	150	120	83	75	129
5	177	187	189	149	128	184	139	157	176	174	108	87	146
6	153	178	182	141	109	147	138	151	151	180	135	110	142
7	108	121	128	119	90	98	119	120	106	151	135	117	117
8	57	72	100	106	93	61	76	59	75	90	121	99	87
9	30	43	47	83	67	39	54	26	45	57	93	86	61
10	20	27	21	48	51	23	31	17	22	34	71	74	44
11	12	20	9	28	42	14	23	10	12	20	54	55	31
12	8	16	4	23	34	9	17	6	8	15	40	40	23
13	6	9	0	21	25	4	9	4	7	9	31	32	17
14	5	6	0	13	20	3	4	2	2	5	21	28	12
15	3	3	0	7	11	1	0	0	0	1	14	24	8
16	2	2	0	9	5	0	0	0	0	1	7	20	5
17	2	1	0	8	3	0	0	0	0	0	4	13	3
18	1	0	0	2	2	0	0	0	0	0	2	9	2
19	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	7	1
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



RIF2-SUNI: DISTRIBUZIONE VENTOSITA' IN INGRESSO AL MODELLO

Bin Velocità m/s	N	N-NE	NE-E	E	E-SE	SE-S	S	S-SO	SO-O	O	O-NO	NO-N	Totale
	Settore 1	Settore 2	Settore 3	Settore 4	Settore 5	Settore 6	Settore 7	Settore 8	Settore 9	Settore 10	Settore 11	Settore 12	
1	165	70	87	82	79	113	150	158	115	91	115	209	108
2	201	116	131	118	91	165	174	153	116	81	103	141	123
3	178	150	174	133	105	169	159	150	137	108	117	155	139
4	186	149	177	175	147	169	209	174	200	162	139	159	170
5	123	142	119	156	144	121	131	120	194	194	116	138	149
6	82	140	85	108	149	103	61	102	124	154	102	86	116
7	45	99	62	69	89	77	32	58	59	112	84	66	75
8	15	58	55	45	66	38	22	44	28	59	85	22	48
9	4	31	42	34	72	28	17	21	18	24	65	7	32
10	1	14	34	26	36	10	14	14	6	12	34	9	18
11	1	13	19	22	11	4	12	5	2	3	19	8	10
12	0	8	10	12	5	1	13	3	0	0	10	2	5
13	0	2	3	9	3	1	6	2	0	0	6	0	3
14	0	2	2	5	3	0	1	0	0	0	5	0	2
15	0	4	1	3	1	0	0	0	0	0	2	0	1
16	0	2	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	1
17	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



11 VERIFICHE SUL MODELLO

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

11.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull

Il codice di calcolo WAsP (*ver. 10.2*) utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione. Le differenze introdotte in termini di velocità media e di energia della vena fluida per i dati di input della stazione considerata, sono riportate nella tabella che segue.

RIF1 - MACOMER

	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	5.78	5.80	+0.3%
Mean power density	W/m ²	250	250	+0.0%

RIF2 - SUNI

	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	4.02	4.11	2.1%
Mean power density	W/m ²	93	93	0.00%

Per RIF1, a giudicare dalle discrepanze risultanti, le distribuzioni della velocità del vento denotano una buona stabilizzazione dei dati di vento secondo una lineare distribuzione di Weibull. Per RIF2, la discrepanza sulla velocità risulta nei limiti dell'accettabilità ma è ben controbilanciata da quella sull'energia della vena fluida.

Un'ulteriore verifica consiste nel quantificare l'entità delle approssimazioni dovute al calcolo tramite il confronto tra il valore della velocità media e della potenza della vena fluida in input (distribuzione di Weibull) e quelli stimati dal modello nello stesso punto spaziale dell'anemometro sulla base dei parametri che definiscono l'Atlas (self prediction).

I risultati di questa prova sono stati i seguenti:

RIF1 - MACOMER

	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	5.78	5.80	+0.3%
Mean power density	W/m ²	250	252	+0.8%

RIF2 - SUNI

	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	4.02	4.10	1.99%
Mean power density	W/m ²	93	93	0.0%

Le differenze riscontrate sono comunque nel range di quelle attese per questo tipo di modellazione.

11.2 Verifica di micrositing

Qualunque simulazione del campo di vento in un dato territorio effettuata mediante modelli matematici, seppur basata su dati effettivamente misurati da una stazione anemometriche rappresentativa, è affetta da imprecisione dovuta ai limiti propri degli algoritmi impiegati. In particolare, la stima di ventosità è particolarmente legata alla distanza dal punto di misura, dalla qualità della mappa territoriale e comunque dalla morfologia del territorio intercorrente tra il punto di interesse e quello di misura.

La verifica degli errori commessi dalla simulazione può essere messa in evidenza dal confronto tra le stime di ventosità in un dato punto spaziale (x,y,z) indicata dal modello con la misura effettuata nel medesimo punto con una stazione anemometrica. L'entità degli errori (differenze tra il valore stimato e quello misurato) esemplifica la bontà o meno della simulazione che viene effettuata con ciascuna serie di dati disponibile.

Nel caso specifico si dispongono dati delle due stazioni, RIF1 e RIF2, distanti dal sito rispettivamente circa 8 km in direzione S/E e circa 6 km verso O, situate entrambe in punti ben esposti e rappresentativi del territorio in esame. Si dispongono inoltre dati per solo uso interno di una stazione, RIF3, situata a circa 7 km in direzione S/O che possono essere utili per questa verifica.

I risultati delle tre simulazioni sono resi disponibili nelle tabelle che seguono, dove per ciascuna è evidenziata in giallo la stazione che ha generato il campo di vento:

Stazione	Codice	altezza misura dal suolo	Velocità media misurata Vm	Stima della velocità media con Wasp	
		(m)	(m/s)	Vw (m/s)	err. (%)
MACOMER	RIF1	50	5.78	5.80	0.3%
SUNI	RIF2	30	4.02	4.33	7.7%
SUNI	RIF3	50	4.84	4.91	1.4%

Comune	Codice	altezza misura dal suolo	Velocità media misurata Vm	Stima della velocità media con Wasp	
		(m)	(m/s)	Vw (m/s)	err. (%)
MACOMER	RIF1	50	5.78	5.25	-9.2%
SUNI	RIF2	30	4.02	4.10	2.0%
SUNI	RIF3	50	4.84	4.63	-4.3%

Comune	Codice	altezza misura dal suolo	Velocità media misurata Vm	Stima della velocità media con Wasp	
		(m)	(m/s)	Vw (m/s)	err. (%)
MACOMER	RIF1	50	5.78	5.54	-4.2%
SUNI	RIF2	30	4.02	4.32	7.5%
SUNI	RIF3	50	4.84	4.85	0.2%

Alla luce degli errori percentuali riscontrati, che sono da considerarsi nella norma per territori con orografia moderatamente complessa, si rileva che:

- RIF1 sovrastima la ventosità in RIF2 ma valuta correttamente quella di RIF3;
- Per contro RIF2 sottostima RIF1 ed in misura minore anche RIF3;
- RIF3 sovrastima RIF2 ma sottostima RIF1.

Se ne deduce che il modello ha in generale una discreta risposta nelle valutazioni di ventosità per l'ampio territorio considerato e che la decisione di utilizzare i dati di RIF1 e di RIF2 per le simulazioni appare adeguata in quanto la sovrastima di RIF1 è controbilanciata dalla sottostima di RIF2. L'impiego dei dati di RIF3 porterebbe a risultati di produzione attesa mediani rispetto alle altre due e ciò sarà verificato durante lo svolgimento delle attività seguenti.

11.3 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (*alfa*) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. Detto parametro varia in ogni punto del territorio in funzione della morfologia e della rugosità del terreno e quindi assume valori diversi per ogni direzione. Varia inoltre per range di velocità del vento nonché per altezza dal suolo.

La verifica nel caso in oggetto consiste nel confrontare il valor medio del gradiente stimato dal modello (per tutte le direzioni e per tutte le classi di ventosità) nel range di altezza dal suolo che va da 50 a 120 m (fascia di maggior interesse) nei punti di installazione degli aerogeneratori, rispetto a quelli attesi sulla base dell'esperienza e della conoscenza del territorio (valori compresi tra 0.15 e 0.25).

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

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

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

Nelle Tabelle seguenti, vengono resi disponibili i valori del gradiente al suolo stimati dal modello con le due simulazioni nel punto di ubicazione di ogni aerogeneratore per tre diversi range di altezze dal suolo: 50-100m, 100-120m e 50-120m.

RIF1	GRADIENTE AL SUOLO		
	50m-100m	100m-120m	50m-120m
WTG1	0.181	0.245	0.194
WTG2	0.267	0.321	0.278
WTG3	0.158	0.229	0.172
WTG4	0.152	0.222	0.166
WTG5	0.121	0.199	0.138
WTG6	0.212	0.279	0.226
WTG7	0.194	0.267	0.209
WTG8	0.246	0.308	0.259
WTG9	0.222	0.289	0.236
media	0.195	0.262	0.209
min	0.121	0.199	0.138
MAX	0.267	0.321	0.278
SQM	0.047	0.041	0.046

RIF2	GRADIENTE AL SUOLO		
	50m-100m	100m-120m	50m-120m
WTG1	0.180	0.238	0.192
WTG2	0.274	0.320	0.284
WTG3	0.142	0.203	0.154
WTG4	0.161	0.228	0.175
WTG5	0.131	0.204	0.146
WTG6	0.224	0.292	0.238
WTG7	0.220	0.286	0.234
WTG8	0.260	0.322	0.273
WTG9	0.210	0.282	0.225
media	0.200	0.264	0.213
min	0.131	0.203	0.146
MAX	0.274	0.322	0.284
SQM	0.050	0.047	0.050

Dal loro esame si evidenzia una sostanziale omogeneità e una buona aderenza alla specifica localizzazione della turbina rilevando una diminuzione rispetto alla media nel caso di buona esposizione della turbina in sommità e un aumento per posizioni più depresse e/o nelle vicinanze di ostacoli/rugosità.

12 PRODUZIONE ANNUA LORDA ATTESA

Dopo la costruzione del campo di vento, il modello, per ogni punto del territorio e ad ogni altezza dal suolo, stima la ventosità in termini di velocità e di contenuto energetico corrispondente ad una distribuzione per ogni settore di direzione. Se a questa ventosità viene abbinata una determinata curva di potenza, il modello è in grado di restituire una produzione lorda attesa da data turbina per unità di tempo (media annua).

Alla luce dei risultati ottenuti nell'analisi di micrositing (Cap.11.2), che sono da considerarsi buoni in termini di errori, si ritiene corretto procedere alla valutazione della produzione attesa dell'impianto in progetto mediante il metodo della "media pesata" utilizzando le serie di dati di RIF1 e di RIF2.

Come detto, tale scelta è da ritenersi opportuna in quanto la sopravvalutazione di RIF1 su RIF2 è controbilanciata dalla sottovalutazione di RIF2 su RIF1; nel calcolo della media pesata, quindi, essi andranno in gran parte ad elidersi.

Tale metodo, detto della "media pesata", da applicare a ciascun aerogeneratore, prevede di mediare i risultati della produzione attesa, frutto delle due simulazioni, "pesando" il contributo di ciascuna mediante coefficienti percentuali che tengono conto in modo inversamente proporzionale sia della distanza tra la stazione e l'aerogeneratore, sia dell'errore che la stazione in ingresso al modello commette sulla misura di ventosità dell'altra. In tal modo si andrà a mediare la produzione attesa di ogni aerogeneratore privilegiando la stima della stazione più vicina e che commette un errore inferiore.

In sintesi, si ricorda che i dati forniti sono quelli raccolti dalle stazioni RIF1 e RIF2 dopo la loro elaborazione statistica (Cap.6) e la loro storicizzazione (Cap.7), che la mappa è quella descritta nel Cap. 10.1 e che la curva di potenza è quella della VESTAS V162 da 7.2 MW di cui al Cap. 9. Le coordinate degli aerogeneratori sono quelle fornite dal Committente riportate al sistema UTM ED50 in linea con la mappa territoriale disponibile. Le quote degli aerogeneratori sono frutto dell'interpolazione che il modello esegue sulla base delle curve di livello della mappa stessa.

Su queste basi, per il caso in oggetto, i risultati della media pesata delle due simulazioni sono riportati nella seguente tabella:

N° AG	Coordinate UTM ED50		Quota base sostegno	Altezza mozzo	Vm (al mozzo)	PRODUZIONE MEDIA ANNUA ATTESA	
	Longitud.	Latitud.				m (slm)	m (sls)
			GWh/anno	(GWh/GW)			
PZM1	470190	4461984	486	119	6.34	19.220	2669
PZM2	470452	4462387	482	119	6.03	17.444	2423
PZM3	470628	4463033	615	119	7.07	23.491	3263
PZM4	470943	4463439	614	119	6.92	22.532	3129
PZM5	470774	4464345	601	119	7.15	23.752	3299
PZM6	471131	4463899	573	119	6.47	20.004	2778
PZM7	471411	4464308	570	119	6.49	20.056	2786
PZM8	471690	4463809	539	119	6.08	17.689	2457
PZM9	472138	4463579	554	119	6.20	18.451	2563
MEDIE			559	119	6.53	20.293	2818
TOTALE						182.638	

13 PRODUZIONE NETTA ATTESA

La produzione attesa di cui sopra non tiene conto delle tipiche perdite d'impianto che in questa fase di progettazione sono di incerta valutazione ma possono essere così stimate:

- Perdite elettriche di trasformazione e di trasmissione = 2.0%
- Perdite per indisponibilità alla produzione (guasti/assenza rete, guasti aerogeneratore, manutenzioni ordinarie/straordinarie, ecc) = 2.0%
- Perdite per effetto scia =7.0%

Considerando che le perdite agiscono in modo combinato sul valore di produzione, considerando il valor medio delle stime, complessivamente deve essere considerata una perdita del 10.7% circa.

Ne deriva che la stima della produzione media netta annua attesa dall'impianto (P50%) corrisponde a:

Producibilità netta teorica attesa dall'impianto eolico di Monte Rughe					
IMPIANTO	Potenza nominale [MW]	P Lorda GWh/anno	Perdite d'impianto [%]	P Netta [GWh/anno]	Ore eq. (GWh/GW)
9 AG					
VESTAS V162	64.8	182.638	10.7	163.096	2517

14 ANALISI DELLE INCERTEZZE DEI PROCESSI APPLICATI

Ciascuno dei processi messi in atto per la valutazione di producibilità in questo studio è affetto da incertezze che possono, nei limiti del possibile, essere quantificate almeno a livello di stime. Ciò consente di approssimare i risultati con atteggiamento statistico per considerarli in termini probabilistici, cioè, in altre parole, conoscendo le incertezze, si potrà valutare il risultato con data probabilità.

L'analisi di confidenza dei processi applicati per giungere al risultato appare quindi di interesse quando si intende abbinarlo con dovuta certezza ad una data probabilità, ad esempio per determinare la produzione attesa con il 75% di probabilità di essere raggiunta o superata annualmente mediamente in 10 anni di funzionamento dell'impianto.

Con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima di quel parametro, ipotizzandolo casuale. Le tabelle sottostanti riportano i fattori di incertezza considerati, assegnando a ciascuno di essi lo scarto S della loro distribuzione. Tali fattori di incertezza, comunemente utilizzati nel processo di valutazione della producibilità di un sito eolico, vengono adattati, incrementando o diminuendo il valore a seconda del grado di aggiustamento e di verifica dei risultati riscontrati nelle diverse fasi del processo, sia in fase di trattamento dei dati, sia di elaborazione dei risultati.

Nel caso specifico:

Fattori di incertezza	Impianto Monte Rughe		
	Scarto S	Fattore di sensitività	Scarto della produzione annua media su 10 anni di funzionamento
	(%)	Z	
Accuratezza della misura del vento	5.00%	1.73	8.65%
Accuratezza della storicizzazione del dato anemometrico	2.00%	1.73	3.46%
Variabilità della media annuale (su un periodo di 10 anni)	6.00%	1.73	3.28%
Estrapolazione velocità all'altezza mozzo	5.00%	1.73	6.92%
Accuratezza modello di calcolo (WAsP)	5.00%	1	6.00%
Curva di potenza	2.00%	1	2.00%
Perdite effetto scia	30%	7.00%	2.10%
Perdite elettriche	10.00%	2.00%	0.20%
Indisponibilità alla produzione	10.00%	2.00%	0.20%
Incertezza totale			13.78%

L'incertezza sulla qualità delle **misure del vento** può essere valutata dell'ordine del 5% essendo le stesse proprie di stazioni anemometriche installate e gestite allo scopo proprio del settore della produzione da fonte eolica.

Nella norma, invece, può essere stimata l'incertezza sulla **storicizzazione dei dati disponibili** (2%) in quanto la buona numerosità dei campionamenti e l'omogeneità dei risultati ottenuti con i tre metodi applicati suppliscono a coefficienti di correlazione appena sufficienti.

La **variabilità della media annua** della velocità del vento nel lungo periodo, rilevato dalla serie di dati storici disponibili del territorio, ha un valore nella norma (6%), e comunque incide relativamente nell'incertezza complessiva per una valutazione della confidenza per un periodo di 10 anni.

L'**estrapolazione della ventosità all'altezza del mozzo**, disponendo di misure di ventosità a 30 e a 50m, non propriamente prossime a quelle che interessano il mozzo della turbina in progetto, presenta cautelativamente un'incertezza del 5% seppur supportata da una positiva verifica sull'intero territorio che ospita l'impianto e all'aderenza dei valori riscontrati con le caratteristiche proprie della morfologia del sito.

L'accuratezza del **funzionamento del modello di simulazione del vento**, verificata anche mediante la rappresentatività della distribuzione di Weibull, risulta discreta, in relazione alla morfologia mediamente complessa del sito e alla posizione molto rappresentativa della serie di dati disponibili; si ritiene di assegnare quindi un valore del 5% all'incertezza considerata.

La percentuale di incertezza del parametro legato alla **curva di potenza** è di entità medio-bassa (2%), grazie alla disponibilità di dati forniti direttamente dal Costruttore della turbina e alla sua notoria affidabilità in termini di accuratezza delle sue prove in campo.

Le incertezze sulla **stima delle perdite di impianto (10-30%)**, anche se poco influenti poiché incidono relativamente poco sul risultato finale per il basso valore del fattore di sensitività, sono nella norma in questa fase di progettazione.

Il fattore di conversione Z , detto fattore di sensitività, converte l'incertezza sulle stime della velocità in incertezza di producibilità (scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima della producibilità). In particolare il fattore di conversione Z (per le grandezze che influiscono sulla producibilità) dipende dalla curva di potenza della macchina e dalle caratteristiche della distribuzione del vento e quindi deve essere determinato con specifici calcoli per il tipo di macchina considerata. Il valore di 1.73 è stato ottenuto confrontando la produzione netta attesa dall'impianto, stimata dal modello con la serie di dati di RIF3 (che ben rappresenta la media pesata di RIF1 e RIF2), con quella attesa con una ventosità diminuita del 5%.

15 PRODUZIONE ATTESA CON DATA PROBABILITÀ

Con l'incertezza totale ottenuta, semplici considerazioni di statistica consentono di determinare, a partire dalla produzione media P50% calcolata al Cap.15 il valore di P75%(10), vale a dire la producibilità media annua che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso di dieci anni di produzione.

IMPIANTO	P _{50%}		P _{75%} (10)	
	GWh/anno	Ore eq. (GWh/GW)	GWh/anno	Ore eq. (GWh/GW)
64.8 MW Monte Rughe	163.096	2517	147.935	2283