

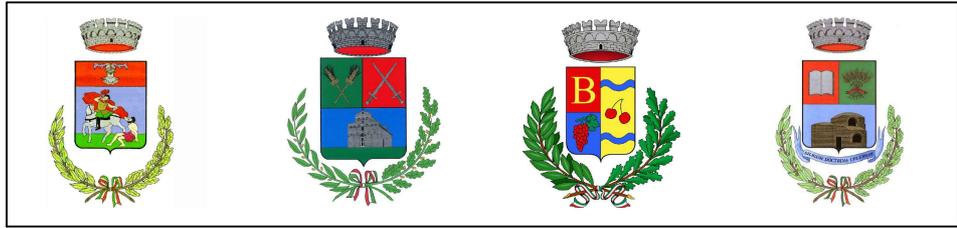
Regione Autonoma  
della Sardegna



Provincia di Sassari

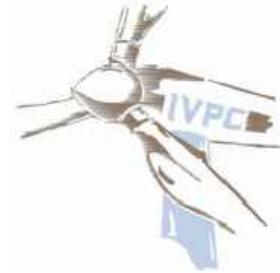


Comuni di



BESSEDE BORUTTA BONNANARO SILIGO

PROponente



OPERA

*PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO "Monte Pelao"*

OGGETTO

TITOLO ELABORATO:

**Analisi anemologica**

DATA: DICEMBRE 2022

N°/CODICE ELABORATO

SCALA: 1:XXXX

**S.P. R3**

Folder:

Tipologia: D(disegno)

Lingua: ITALIANO

N° REVISIONE

DATA

OGGETTO DELLA REVISIONE

ELABORAZIONE

# Analisi anemometrica e studio di produzione energetica

*Sito di Borutta, Sassari*



## Sommario

1.	Introduzione e obiettivi .....	2
2.	Descrizione delle apparecchiature ed analisi statistica dei dati.....	2
2.1.	Documentazione.....	2
2.2.	Identificazione delle stazioni .....	2
2.3.	Statistica e dati di vento .....	3
3.	Calcolo della produzione annua .....	3
3.1.	Dati di input al modello di calcolo .....	4
3.1.1.	Dati del vento .....	4
3.1.2.	Stazione anemometrica BRT01 Periodo 11/09/2022 – 30/11/2022.....	4
3.2.	Densità media dell'aria .....	8
3.3.	Turbina e curva di potenza .....	9
3.4.	Cartografia .....	10
3.5.	Rugosità del terreno .....	11
3.6.	Modello di effetto scia.....	13
3.7.	Disposizione delle turbine .....	14
3.8.	Risultati per Vestas V150 (6.0 MW).....	16
3.8.1.	Produzione – riassunto Vestas V150 .....	17
3.8.2.	Incertezza Vestas V150.....	18
3.8.3.	Producibilità netta .....	20
4.	Bibliografia e Sitografia.....	23

## 1. Introduzione e obiettivi

L'obiettivo principale dello studio anemologico eseguito è l'elaborazione dei dati di vento al fine di procedere allo studio della produzione energetica del progetto eolico realizzato per il sito di Borutta. A tal fine è stata installata una stazione anemometrica denominata BRT01 da 99 m. I dati misurati vanno dal 11 settembre 2022 al 30 novembre 2022.

I risultati della campagna anemologica sono riportati all'interno della seguente relazione. Le caratteristiche tecniche principali del progetto eolico in esame sono riportate nella Tabella 1:

<i>Tipologie turbina</i>	<b>Vestas V150</b>
<i>Numero Aerogeneratori</i>	11
<i>Potenza nominale aerogeneratore</i>	6.0 MW
<i>Potenza nominale parco</i>	66 MW
<i>Altezza mozzo</i>	105 m
<i>Producibilità netta stimata</i>	186327 MWh/anno
<i>Produzione specifica</i>	2823 MWh/MW (ore equivalenti)

*Tabella 1 - Caratteristiche principali del progetto eolico analizzato con V150 6.0 MW.*

## 2. Descrizione delle apparecchiature ed analisi statistica dei dati

Per la caratterizzazione anemologica dell'area interessata all'intervento è stata installata dalla società IVPC srl una stazione anemometrica dotata di registratore elettronico dei dati (logger). Per le valutazioni e le stime della presente relazione sono stati utilizzati i dati provenienti dall'apparecchiatura denominata dai tecnici Borutta BRT01.

### 2.1. Documentazione

Costituiscono parte integrante della presente relazione entrambi i report dell'analisi periodica nonché i dati relativi alla strumentazione utilizzata per la misurazione e l'ubicazione delle stesse.

### 2.2. Identificazione delle stazioni

La posizione della torre nelle carte geografiche si determina sfruttando le coordinate in UTM WGS 84 e l'altitudine; queste vengono acquisite per mezzo del GPS (Global Positioning System), la posizione della torre anemometrica utilizzata ai fini dell'analisi è riportata nella Tabella 2, mentre nella Figura 1 è riportata la vista satellitare dell'ubicazione della torre utilizzata:

<b>Codice torre</b>	<b>Fuso</b>	<b>UTM WGS84 X</b>	<b>UTM WGS84 Y</b>	<b>Quota (m)</b>
<b>BRT01</b>	32T	478088	4487420	643

*Tabella 2 - Coordinate UTM WGS 84 e altitudine della stazione anemometrica considerata.*

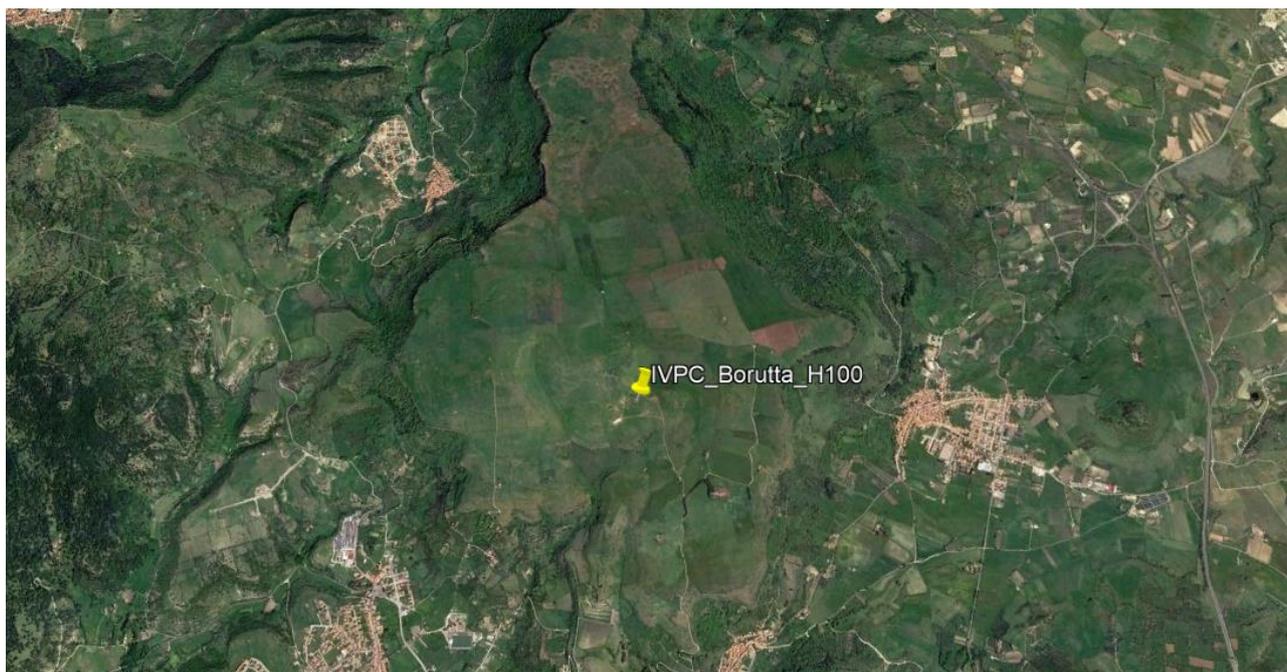


Figura 1 – Immagine satellitare dell’ubicazione della stazione anemometrica analizzata.

### 2.3. Statistica e dati di vento

I dati grezzi rilevati, ovvero intensità media e direzione del vento ogni dieci minuti, vengono registrati su schede di memoria all’interno di un datalogger contenuto in una cassetta posta alla base della torre; una volta scaricati i “dati grezzi”, è possibile effettuare il trattamento e la validazione, ovvero un controllo manuale dei dati attraverso un software ad hoc (sviluppato e realizzato da SecondWind Inc. e da Ammonit).

La statistica è stata effettuata secondo le metodologie riportate in [1]. La rosa dei venti è stata suddivisa in 12 settori. La caratterizzazione anemologica è fortemente influenzata, come ben noto, dall’alternarsi delle stagioni.

Per rappresentare i dati di vento si usa la funzione di distribuzione di Weibull in modo da descrivere in forma compatta la distribuzione di frequenza della velocità. La funzione a due parametri di Weibull è matematicamente espressa da:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

dove  $f(u)$  è la frequenza di occorrenza della velocità  $u$ ,  $A$  è il parametro di scala e  $k$  il parametro di forma. [1].

## 3. Calcolo della produzione annua

Le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il programma WindFarmer [1] per il calcolo della produzione. Il programma utilizza i dati anemologici per calcolare il vento geostrofico (vento indisturbato) per una superficie di diversi km di raggio. Sovrapponendo tale modello del territorio, il programma valuta l'andamento della velocità media annua e, più in generale, i parametri statistici della distribuzione della velocità media annua in punti arbitrari di tale superficie, tenendo conto della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media del vento a varie altezze dal suolo. Pertanto il modello necessita dei parametri del territorio quali l'orografia, la rugosità ostacoli fisici al flusso e i parametri dinamici quali il campo di vento. I primi vengono forniti sotto forma di modello territoriale i secondi sotto forma di distribuzione di Weibull.

### 3.1. Dati di input al modello di calcolo

#### 3.1.1. *Dati del vento*

Il modello di calcolo WASP sulla base dei dati misurati dall'anemometro e dalle condizioni orografiche e di rugosità in corrispondenza del punto di installazione elabora un file di dati (file con estensione. wrg (ovvero la Wind Resource Grid) che viene utilizzato per il calcolo della velocità del vento all'altezza del mozzo turbina. Il WRG è generato dal programma WASP ed è un file di testo contenente le frequenze. Il dettaglio della statistica è riportato nei report allegati.

Il formato WRG convenzionale (reso quasi universale dal software WASP) è un file di testo contenente le frequenze previste e i parametri Weibull (A e k) per ciascuno dei 12 o 16 settori di direzione per ogni punto all'interno dell'area del progetto. I punti sono tipicamente distanziati tra loro da 10 a 50 m in una griglia regolare, fornendo una buona definizione della variazione spaziale della risorsa eolica.

Un file correlato che di solito è richiesto è chiamato WRG puntuale. Questa è la risorsa eolica modellata nella posizione precisa di ciascun mast, in un formato molto simile a un file WRG ma con una singola riga di dati. Poiché le torri non si trovano generalmente esattamente al centro di un punto della griglia, i valori WRG puntuali di solito differiscono da quelli del punto della griglia più vicino nel WRG. Le informazioni contenute nel WRG puntuale vengono utilizzate dal software di progettazione dell'impianto per calcolare i rapporti di accelerazione per l'estrapolazione della risorsa osservata ad altri punti dell'area di progetto.

#### 3.1.2. *Stazione anemometrica BRT01 Periodo 11/09/2022 – 30/11/2022*

La stazione denominata BRT01 è installata ad una quota di 643 m slm. Le coordinate di installazione sono: 32T 478088 4487420. La torre è di tipo traliccio con altezza di 99 m. I dati registrati dal datalogger per ogni canale di misura di velocità e direzione nell'intervallo di elaborazione (10 minuti), sono i seguenti:

- Valore istantaneo

- Valore medio
- Valore massimo
- Valore minimo
- Deviazione standard

Si riporta in Tabella 3 le statistiche dei dati della stazione BRT01.

Variable	Speed 99 m (0°)	Speed 99 m (180°)	Speed 90 m	Speed 80m
<i>Measurement height (m)</i>	100	100	90	80
<i>Mean wind speed (m/s)</i>	5.747	5.739	5.661	5.602
<i>MoMM wind speed (m/s)</i>	5.747	5.739	5.661	5.602
<i>Min wind speed (m/s)</i>	0.336	0.350	0.326	0.372
<i>Max wind speed (m/s)</i>	24.857	24.736	23.845	24.321
<i>CRMC wind speed (m/s)</i>	7.540	7.530	7.413	7.324
<i>Weibull k</i>	1.720	1.720	1.728	1.735
<i>Weibull A (m/s)</i>	6.446	6.437	6.351	6.287
<i>Mean power density (W/m<sup>2</sup>)</i>	243	242	231	223
<i>Mean energy content (kWh/m<sup>2</sup>/yr)</i>	2127	2119	2021	1949
<i>Energy pattern factor</i>	2.259	2.259	2.246	2.235
<i>Possible data points</i>	11574			
<i>Valid data points</i>	11574	11574	11574	11574
<i>Missing data points</i>	0	0	0	0
<i>Data recovery rate (%)</i>	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabella 3 - Statistiche dei dati anemometrici della stazione BRT01.

Si osservi che nell'intero periodo di misura la velocità media a 99 m per entrambi gli anemometri posti a tale quota è pari 5.74 m/s. La disponibilità complessiva dei dati a 99 m è del 100%. Per l'anemometro a 90 m di quota la velocità media nell'intero periodo di misura è pari a 5.66 m/s. la disponibilità dei dati è del 100%. Infine per l'anemometro a 80 m di quota la velocità media nell'intero periodo di misura è pari a 5.60 m/s e la disponibilità dei dati è del 100%.

-	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
A [m/s]	3,5	5,8	7,3	2,9	2,5	3,5	8,3	7,8	7,0	9,8	7,2	4,7
k	1,91	2,43	6,44	2,54	3,09	1,20	3,52	3,19	2,88	2,67	1,87	1,98
U [m/s]	3,06	5,14	6,77	2,55	2,22	3,28	7,49	7,02	6,25	8,74	6,42	4,20
P [W/m <sup>2</sup> ]	35	134	208	16	9	86	334	288	214	615	331	87
f [%]	2,4	2,4	7,5	1,3	0,8	2,3	10,0	13,9	14,5	24,8	13,5	6,5

Tabella 4 - Weibull ( $k$ ,  $A$ ), frequency (-) and average wind speed (m/s) versus sector.  $A$  and  $U$  are given in m/s and the frequencies of occurrence in per mille and per cent ( $f$ ) – stazione BRT01.

Nelle Figure 2 - 3 sono riportate le medie statistiche stagionali e giornaliere della velocità del vento alle tre altezze di misura.

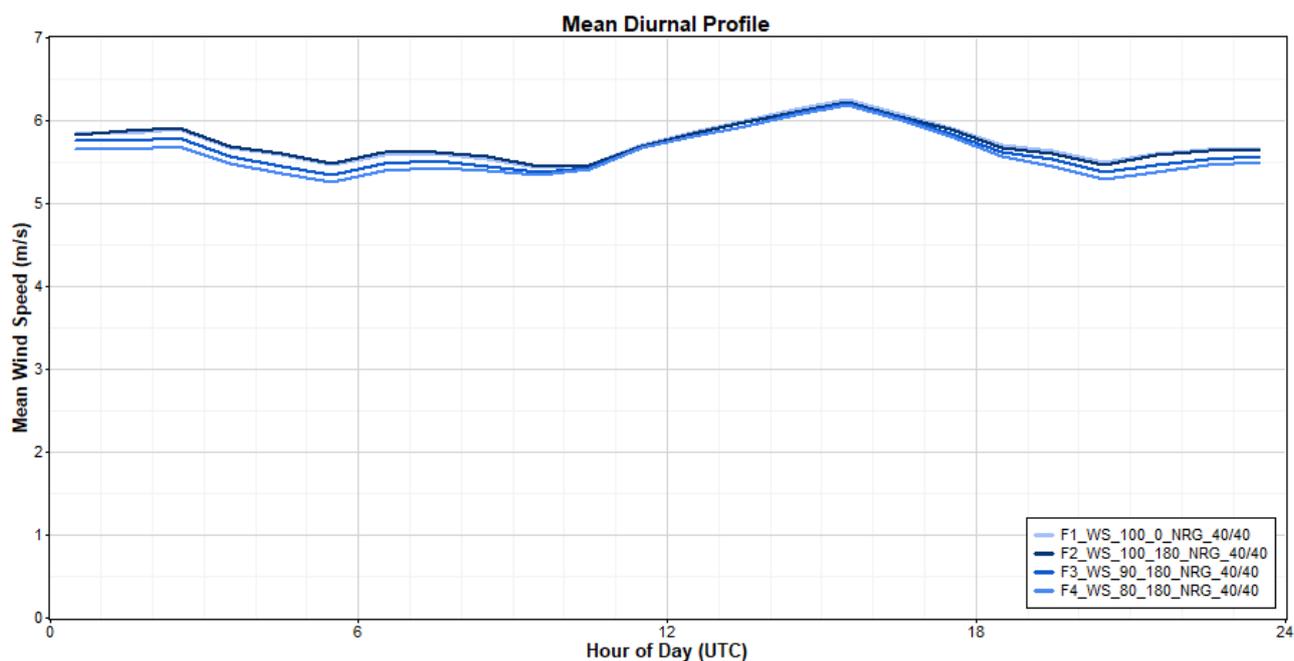


Figura 2 - Profilo giornaliero alle tre altezze di misura - stazione BRT01.

Il profilo giornaliero indica una ventosità leggermente più accentuata durante le ore pomeridiane rispetto alle ore diurne, con un massimo che si raggiunge intorno alle 16:30. In virtù della presenza di sensori di velocità a tre diverse altezze, si riporta in Figura 3 il profilo verticale (wind-shear), nella posizione dell'anemometro.

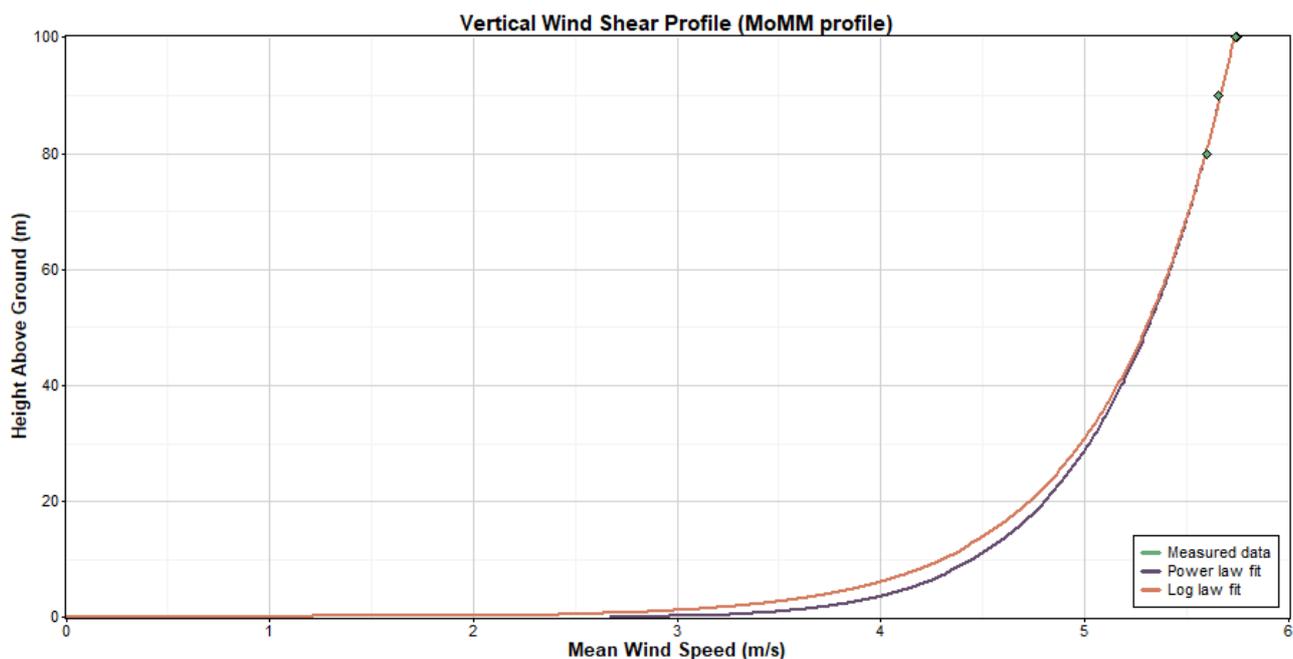


Figura 3 - Interpolazione log/esponenziale del profilo verticale di velocità nella posizione dell'anemometro – stazione BRT01.

La distribuzione in frequenza delle misure di velocità rilevate sul sito a 99 m di altezza rispetto al terreno è riportata in Figura 4.

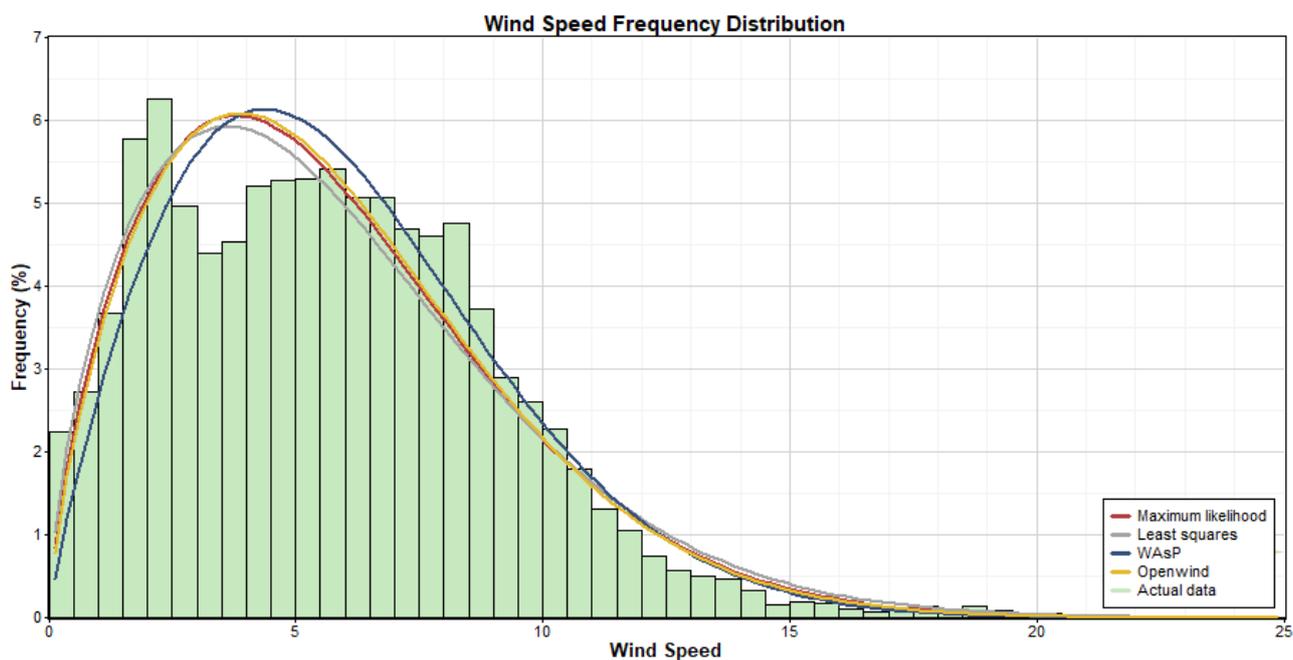


Figura 4 - Distribuzione in frequenza del vento a 100 m con relativo fitting di Weibull – stazione BRT01.

E' inoltre rappresentato il fitting dei dati sperimentali con distribuzione di Weibull, e i relativi parametri di scala e di forma, indicativi della velocità media e della variabilità relativa. In Figura 5 è quindi riportata la rosa dei venti derivante dall'elaborazione dei dati di velocità a 99 m di quota e di direzione a 98 m.

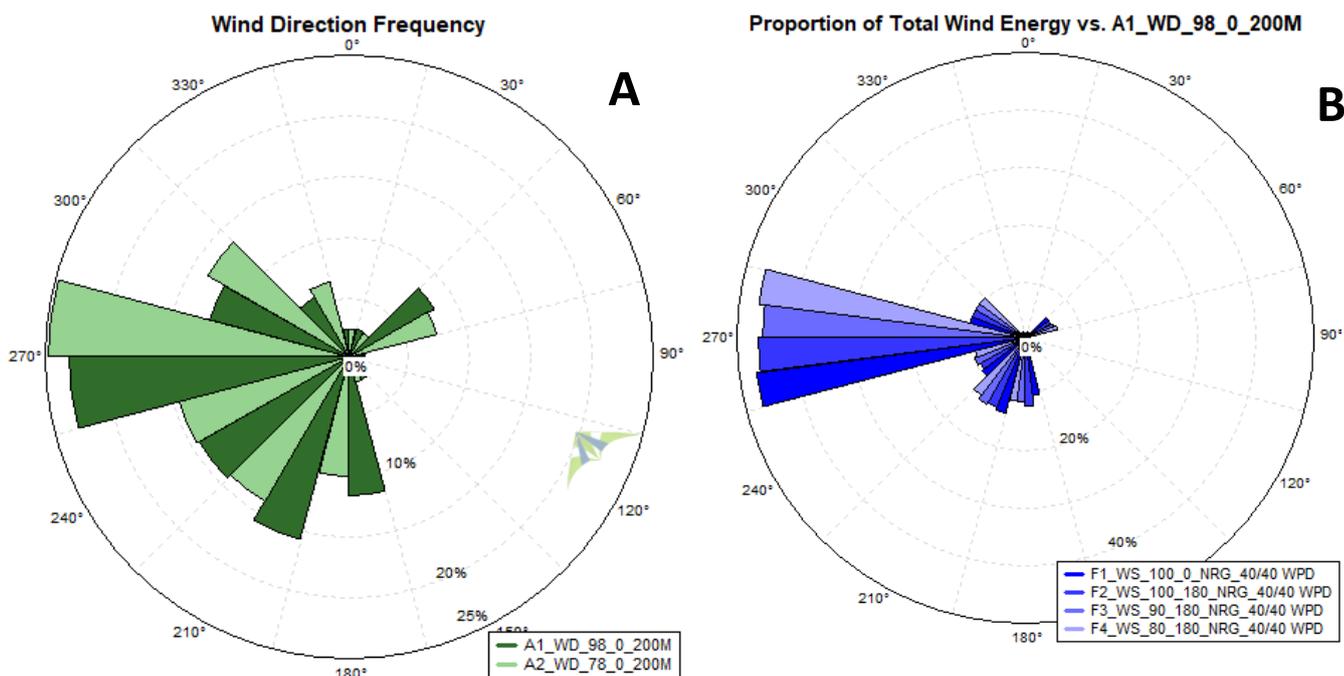


Figura 5 - Rosa dei venti. A) distribuzione per settori della frequenza del vento a 100-90-80 m di altezza; B) distribuzione dell'energia disponibile – stazione BRT01

### 3.2. Densità media dell'aria

La densità dell'aria è definita come la massa di una quantità dell'aria divisa dal suo volume. Per calcolarla si fa riferimento alla seguente formula:

$$\rho = \frac{M p}{R T}$$

Con:

$\rho$  è la densità dell'aria [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];

$p$  è la pressione atmosferica aria secca [kPa];

$R$  Costante specifica per l'aria secca [ $8.314472 \text{ m}^3\text{kPaK}^{-1}\text{kmol}^{-1}$ ];

$M$  è la massa molare [ $\text{kg}/\text{kmol}$ ];

$T$  Temperature assoluta [K]

La densità media dell'aria è stata stimata circa **1.126  $\text{kg}/\text{m}^3$** , dall'analisi della variazione della temperatura e della pressione atmosferica per tutto il periodo di registrazione.

### 3.3. Turbina e curva di potenza

È stato individuato un tipo di turbina per il layout del sito di Borutta che ha le seguenti specifiche, riportate nella Tabella 5:

<i>Nome Turbina</i>	<i>Potenza nominale (kW)</i>	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro del rotore (m)</i>
<b>Vestas V150</b>	6000.0	105.0	150.0

Tabella 5 - Specifiche tecniche Vestas V126.

Di seguito, in Figura 6 la curva di potenza relativa all'aerogeneratore Vestas V150-6.0 MW e la Tabella 6 che ne riporta i valori specifici:

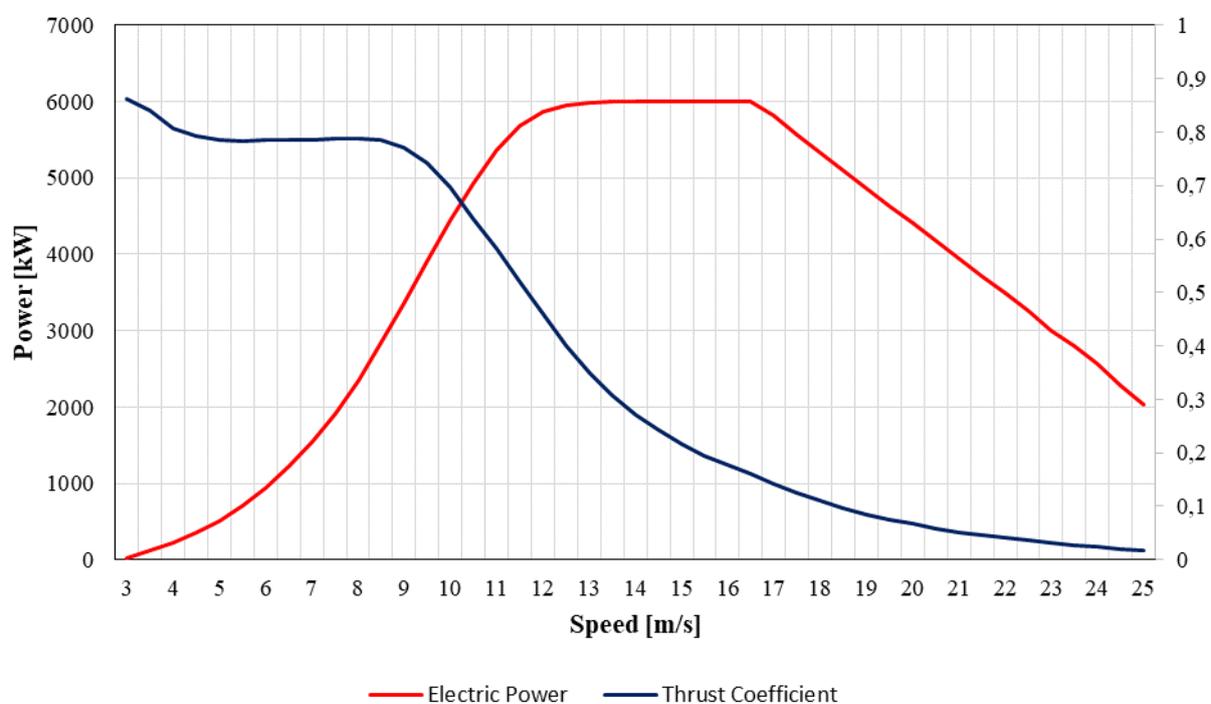


Figura 6 – Vestas V150 (6.0MW) – Power Curve.

<i>Velocità del vento ad altezza mozzo (m/s)</i>	<i>Potenza elettrica (kW)</i>	<i>Coefficiente di spinta (-)</i>
3.0	29.0	0.862
3.5	117.0	0.840
4.0	223.0	0.807
4.5	352.0	0.792
5.0	511.0	0.786
5.5	705.0	0.783
6.0	940.0	0.785
6.5	1219.0	0.786
7.0	1547.0	0.786
7.5	1922.0	0.787
8.0	2349.0	0.788
8.5	2829.0	0.785
9.0	3357.0	0.772
9.5	3903.0	0.743
10.0	4437.0	0.696
10.5	4930.0	0.638
11.0	5366.0	0.581
11.5	5687.0	0.521
12.0	5875.0	0.459
12.5	5955.0	0.400
13.0	5986.0	0.349
13.5	5996.0	0.307
14.0	6000.0	0.272
14.5	6000.0	0.242
15.0	6000.0	0.217
15.5	6000.0	0.195
16.0	6000.0	0.177
16.5	5999.0	0.161
17.0	5817.0	0.142
17.5	5560.0	0.125
18.0	5329.0	0.110
18.5	5096.0	0.097
19.0	4865.0	0.085
19.5	4635.0	0.075
20.0	4404.0	0.067
20.5	4178.0	0.059
21.0	3949.0	0.052
21.5	3708.0	0.046
22.0	3484.0	0.041
22.5	3247.0	0.036
23.0	3002.0	0.031
23.5	2798.0	0.028
24.0	2570.0	0.024
24.5	2276.0	0.020

*Tabella 6 – Vestas V150 (6.0MW) – Power Curve.*

### 3.4. Cartografia

L'analisi è stata fatta utilizzando la carta serie 50 alla scala 1:50.000 con i soli dati orografici (solo curve di livello e punti quota) in formato "vector" (file dwg, georeferenziazione in UTM-WGS84) del foglio ove è situato l'anemometro di Montefalcone, sviluppato da software specifici. La risoluzione di digitalizzazione delle curve di livello è di 5 mt in prossimità della zona di installazione. In Figura 8 è riportata l'immagine del modello orografico ricavato dal programma WaSP.

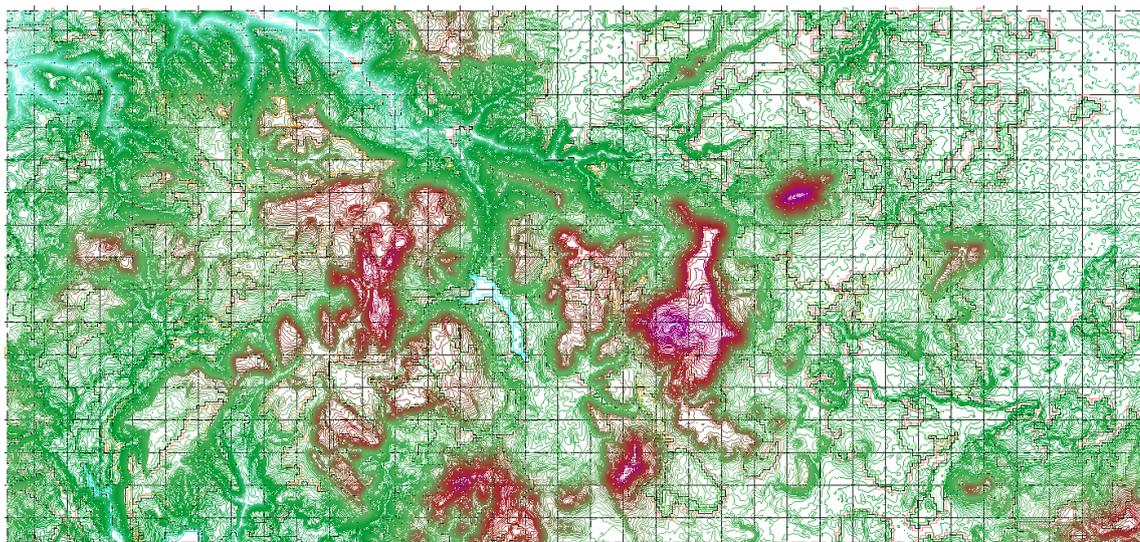


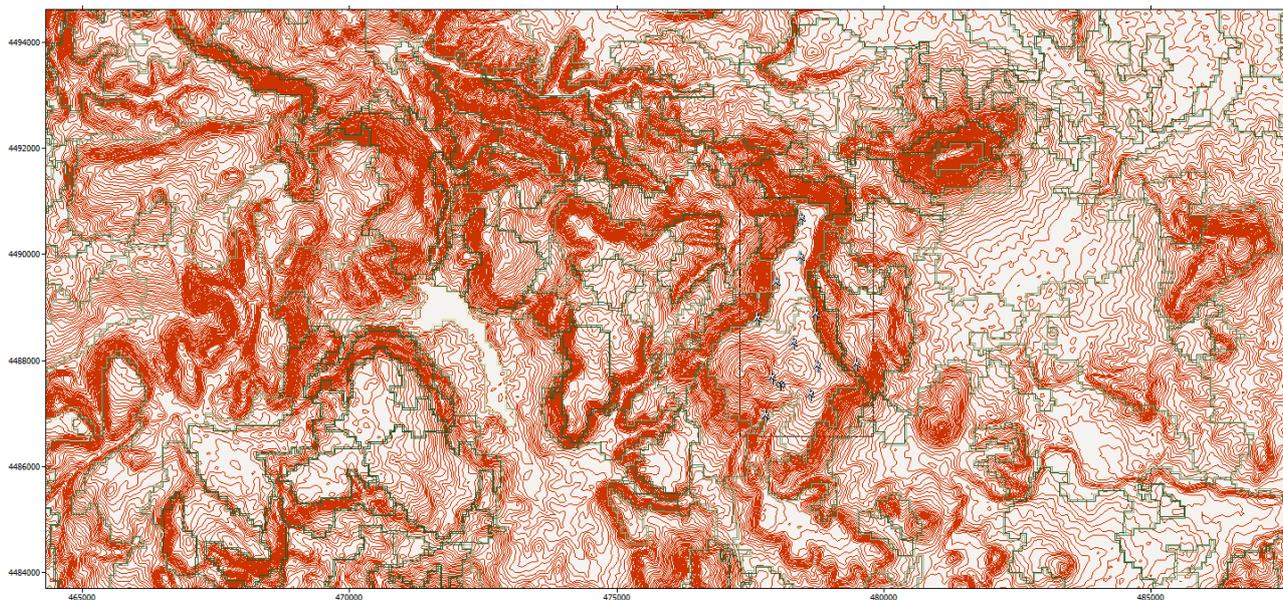
Figura 8 – Modello orografico ricavato dal Wasp.

### 3.5. Rugosità del terreno

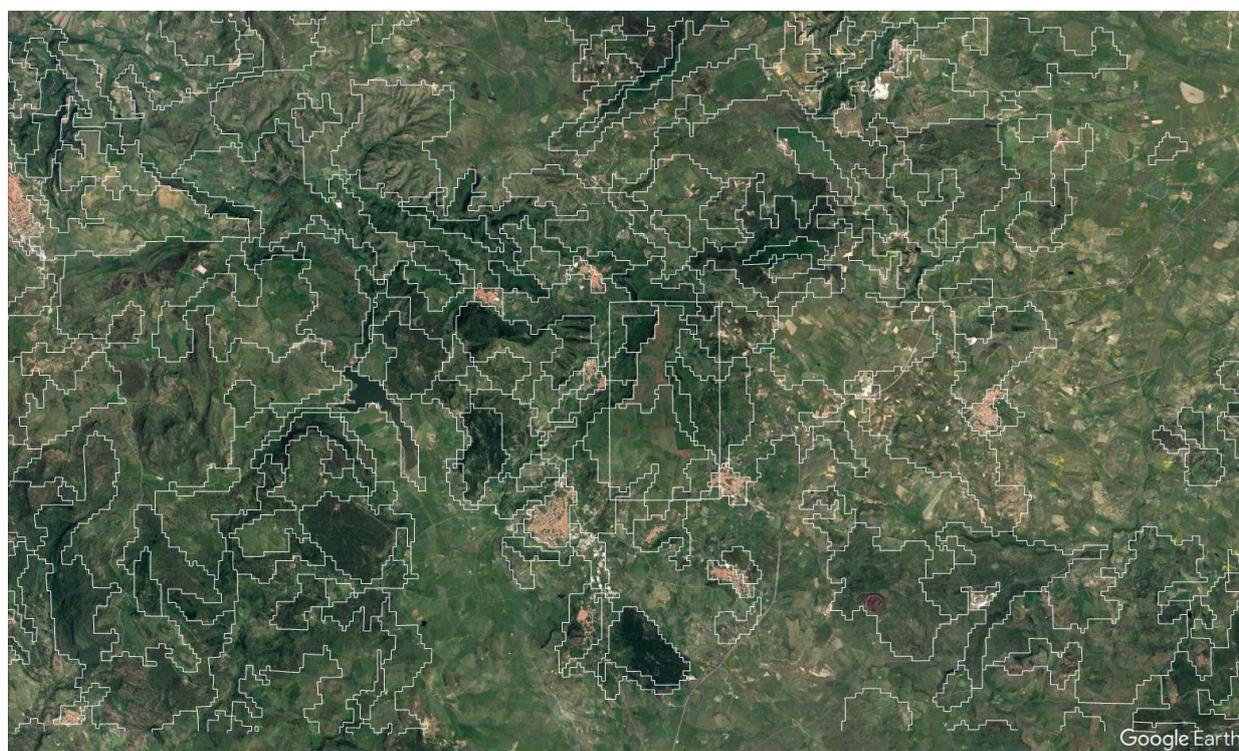
La lunghezza di rugosità è probabilmente il parametro più importante per prevedere il comportamento del vento. Sfortunatamente è anche uno dei più difficile da definire con un ragionevole livello di attendibilità. Esistono vari modi per determinare il valore di  $Z_0$ . Un approccio molto comune consiste nell'usare il proprio giudizio ed eseguire confronti con siti per cui  $Z_0$  è stato determinato tramite misure. In Tabella 7 è riportato l'elenco delle descrizioni del tipo di terreno e i corrispondenti valori di  $Z_0$  e  $\alpha$ .

$Z_0$ (m)	$\alpha$ (Classe)	Descrizione: tipo di terreno
<b>0.00001</b>	---	Fango, ghiaccio
<b>0.0001</b>	---	Mare aperto senza onde
<b>0.0003</b>	0.10	Sabbia
<b>0.001</b>	---	Superficie innevata
<b>0.005</b>	0.13	Terreno spoglio
<b>0.01</b>	---	Erba bassa, steppa
<b>0.03</b>	---	Maggese
<b>0.05</b>	0.19	Terreno coltivato aperto
<b>0.3</b>	---	Ripari
<b>0.5</b>	---	Foreste e boschi
<b>0.8</b>	---	Zona suburbana

Tabella 7 – Caratterizzazione della rugosità del terreno.



*Figura 9 – Mappa vettoriale Wasp per la caratterizzazione della rugosità del sito.*



*Figura 10 - Immagine da Google Earth per la caratterizzazione della rugosità del sito (16km x 30km).*

Per questo sito il valore attribuito per la rugosità varia da 0.03 a 1.2 a seguito di immagine satellitare e dal database CORINE disponibile online (presenza di ripari e di arbusti di media altezza, ma anche di terreno coltivato aperto).

### 3.6. Modello di effetto scia

La quantificazione dell'effetto scia, riduzione della velocità in corrispondenza del mozzo della turbina posteriore ad un'altra rispetto alla direzione di provenienza del vento, è stata calcolata considerando le 4 macchine relative al progetto. Bisogna tenere conto che il problema delle scie è molto complesso, infatti mentre le equazioni fisiche di base sono ben comprese, una soluzione numerica completa al problema della scia rimane alle capacità dei computer di oggi. Attualmente sono ampiamente utilizzati due modelli, il modello Park ed il modello EV (Eddy Viscosity). Il modello Park è stato sviluppato intorno al 1980 ed è stato implementato nel software WAsP così come nella maggior parte dei software di progettazione per gli impianti eolici. Il modello caratterizza una scia di turbina attraverso due parametri: la larghezza e il deficit di velocità rispetto alla velocità del flusso libero. Si presume che la larghezza  $D$  sia inizialmente uguale al diametro del rotore e cresce linearmente con la distanza a valle del rotore:

$$D(x) = D_0(1 + 2kx)$$

Qui  $D_0$  è il diametro del rotore (in metri),  $k$  è la costante di decadimento e  $x$  è la distanza a valle del rotore (espresso in diametri del rotore). Il deficit di velocità  $\delta v$  (come frazione della velocità del flusso libero) si presume sia costante per tutta la larghezza ed è dato dall'equazione:

$$\delta v(x) = (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left( \frac{D_0}{D(x)} \right)^2$$

$C_t$  è il coefficiente di fiducia della turbina, parametro che rappresenta la quantità di forza generata dal rotore contro il vento. Insieme alla curva di potenza della turbina,  $C_t$  è specificato dal produttore e varia con la velocità.

Il modello Eddy Viscosity è stato sviluppato alla fine degli anni '80 all'incirca nello stesso periodo del modello Park. A differenza di Park, che adotta un approccio prettamente empirico, il modello Eddy Viscosity è una sorta di modello CFD che risolve in forma semplificata le seguenti equazioni di Navier-Stokes:

$$U \frac{\delta U}{\delta x} + V \frac{\delta U}{\delta r} = \frac{\varepsilon}{r} \delta \left( \frac{r \delta U}{\delta r} \right)$$

Il Windfarmer utilizzato come software di analisi AEP Lorda e Netta, utilizza, nel caso di layout già ottimizzati, il modello Eddy Viscosity.

## 3.7. Disposizione delle turbine

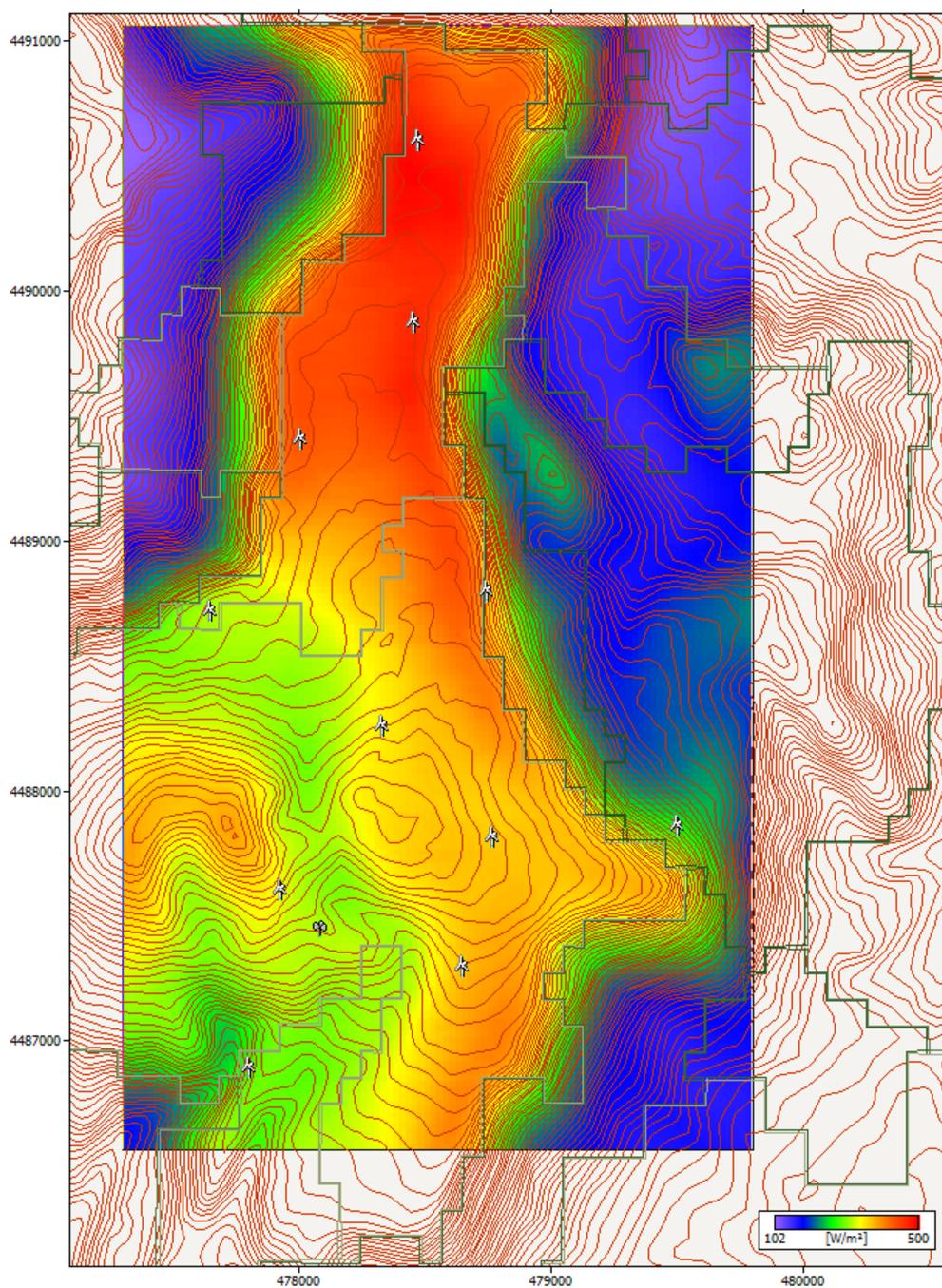
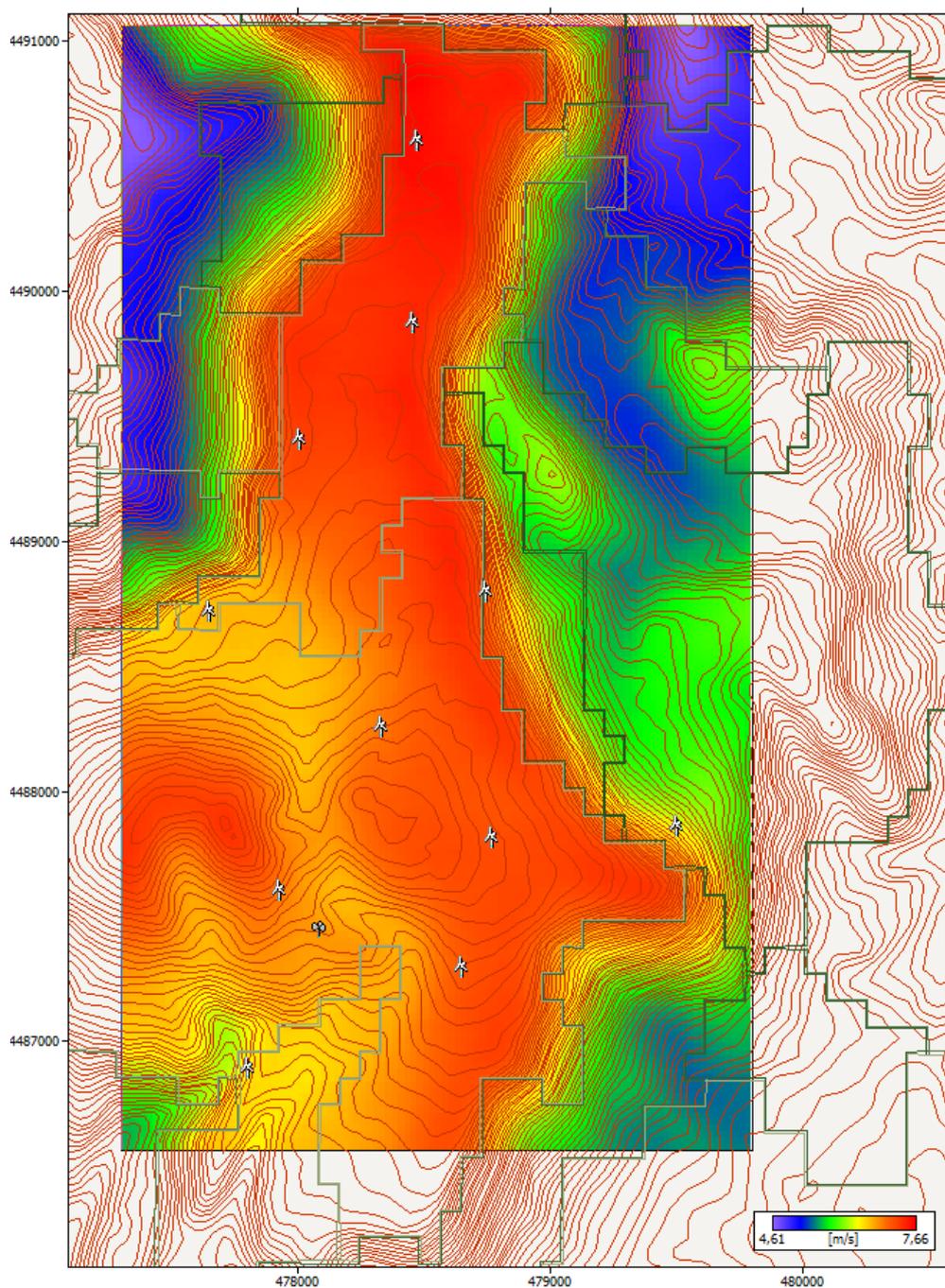


Figura 11 - Distribuzione energetica (griglia con estensione di 2.5 km x 4.5 km) con indicazione del mast e delle turbine.



*Figura 12 - Distribuzione della velocità del vento (griglia con estensione di 2.5 km x 4.5 km) con indicazione del mast e delle turbine.*

### 3.8. Risultati per Vestas V150 (6.0 MW)

La seguente Tabella 8 riporta le informazioni tecniche del tipo di turbina scelta per il parco eolico di Borutta (altezza mozzo, diametro del rotore, potenza turbina).

<b>ID Turbina</b>	<b>Nome tipo turbina</b>	<b>Alt. mozzo (m)</b>	<b>Diametro rotorico (m)</b>	<b>Capacità (kW)</b>
<b>PL01</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL02</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL03</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL04</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL05</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL06</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL07</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL08</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL09</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL10</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0
<b>PL11</b>	<i>Vestas V150 (6.0 MW)</i>	105.0	150.0	6000.0

Tabella 8 - Caratteristiche degli aerogeneratori secondo il layout di progetto.

La seguente Tabella 9 riporta l'ID della turbina con le coordinate geografiche e la quota sul punto in cui sono state posizionate.

<b>ID Turbina</b>	<b>Est (m)</b>	<b>Nord (m)</b>	<b>Altezza della base (m)</b>	<b>ID Turbina più vicina</b>	<b>Distanza dalla turbina più vicina (m)</b>
<b>PL01</b>	478398,0	4490379,0	620	PL02	726.1
<b>PL02</b>	478384,0	4489653,0	637	PL03	649.9
<b>PL03</b>	477933,0	4489185,0	634	PL02	649.9
<b>PL04</b>	477575,0	4488498,0	642	PL03	774.7
<b>PL05</b>	478256,0	4488033,0	687	PL07	622.3
<b>PL06</b>	478673,0	4488579,0	658	PL05	687.0
<b>PL07</b>	478697,0	4487594,0	672	PL09	536.1
<b>PL08</b>	477852,0	4487382,0	661	PL10	722.5
<b>PL09</b>	478575,0	4487072,0	639	PL07	536.1
<b>PL10</b>	477729,0	4486670,0	590	PL08	722.5
<b>PL11</b>	479430,0	4487638,0	623	PL07	734.3

Tabella 9 - Posizioni degli aerogeneratori secondo il layout di progetto.

La seguente Tabella 10 riporta, per ogni turbina, il fattore di capacità (%), l'efficienza topografica e disposizione nonché la resa energetica perturbata calcolata da Windfarmer diminuendo la velocità media del vento del 3% per la definizione delle incertezze.

ID turbina	Fattore di capacità (%)	Efficienza topografica (%)	Efficienza di disposizione (%)	Variazione della curva di potenza con la turbolenza (%)	Isteresi della curva di potenza (%)	Gestione dei Settori (%)	Resa Energetica Perturbata (MWh/yr)	Velocità del vento perturbata (m/s)
PL01	34,37	107,50	96,00	100,0	100,0	100,0	17186	7,06
PL02	33,63	107,40	94,00	100,0	100,0	100,0	16798	7,02
PL03	31,82	101,28	94,40	100,0	100,0	100,0	15843	6,78
PL04	30,26	92,90	97,82	100,0	100,0	100,0	14960	6,44
PL05	32,02	104,50	92,00	100,0	100,0	100,0	15862	6,79
PL06	32,60	110,00	89,00	100,0	100,0	100,0	16173	7,00
PL07	31,74	109,30	87,20	100,0	100,0	100,0	15720	6,94
PL08	31,94	100,90	95,10	100,0	100,0	100,0	15793	6,65
PL09	31,96	103,80	92,50	100,0	100,0	100,0	15849	6,80
PL10	29,27	89,90	97,73	100,0	100,0	100,0	14446	6,31
PL11	34,65	115,20	90,30	100,0	100,0	100,0	17176	7,08

Tabella 10 - Resa energetica turbina Vestas V150.

La seguente Tabella 11 rappresenta la velocità media calcolata su ciascun punto della turbina, l'intensità della turbolenza ambientale a 15 m/s in percentuale (calcolata aggiungendo la deviazione standard al valore medio ottenuto ogni 10 min), la resa ideale per ciascuna turbina, inoltre la resa calcolata in riferimento all'efficienza topografica (Resa lorda) e quella calcolata a partire dalla lorda in riferimento all'efficienza di disposizione.

ID turbina	Velocità media del vento libero (m/s)	Intensità media della turbolenza ambientale (%)	Velocità media del vento (m/s)	Resa Ideale (MWh/yr)	Resa Lorda (MWh/yr)	Resa Netta (MWh/yr)
PL01	7,28	8,3	7,15	17512	18822	18079
PL02	7,23	8,5	7,03	17512	18809	17690
PL03	6,99	8,8	6,80	17512	17736	16735
PL04	6,63	9,7	6,57	17512	16272	15918
PL05	7,00	9,5	6,73	17512	18299	16842
PL06	7,22	8,8	6,83	17512	19265	17144
PL07	7,15	9,3	6,70	17512	19137	16693
PL08	6,85	9,7	6,70	17512	17670	16800
PL09	7,01	9,2	6,73	17512	18175	16810
PL10	6,50	9,9	6,43	17512	15751	15394
PL11	7,30	9,4	6,94	17512	20179	18222

Tabella 11 - Sintesi dei risultati di produzione energetica per il progetto di Borutta.

### 3.8.1. Produzione – riassunto Vestas V150

Capacità sito	66	MW
Produzione energetica ideale	193	GWh/anno
Efficienza topografica	103.90	%
Efficienza di disposizione	93.10	%
Efficienza elettrica	100.0	%

<b>Disponibilità</b>	100.0	%
<b>Altri fattori</b>	100.0	%
<b>Ghiaccio e degradazione pale</b>	100.0	%
<b>Manutenzione sottostazione</b>	100.0	%

Tabella 12 - Sintesi dei risultati per la turbina Vestas V150 da 6 MW.

### 3.8.2. Incertezza Vestas V150

Il passo successivo riguarda la valutazione delle differenti cause di incertezza considerate. Esse sono aspetti afferenti a:

- Misurazione del vento;
- Elaborazione dei dati;
- Calcolo della produzione energetica

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, si sono considerati i seguenti contributi di incertezza, intesa come deviazione standard della velocità del vento:

- *Calibrazione*: si riferisce all'incertezza nel processo di calibrazione e alle differenze tra l'anemometro di prova e l'anemometro di produzione. A seconda dell'anemometro, questa incertezza può essere dello 0,1–2%, gli anemometri utilizzati sono stati calibrati (in relazione ai recenti standard di MEASNET sia per i sensori NRG che Vector)
- *Tipologia degli anemometri*: la tipologia di anemometri è conforme ai più elevati standard anemologici con caratteristica lineare e di classe elevata;
- *Dynamic Overspeeding*. Gli anemometri a coppette sono suscettibili nel caso di velocità eccessiva in presenza di turbolenza. L'eccesso di velocità è un fenomeno per cui l'anemometro accelera più rapidamente di fronte a una maggiore velocità del vento e non rallenta così rapidamente di fronte a una velocità del vento inferiore. L'incertezza è stata determinata in circa lo 0,3%.
- *Ombre della torre, bracci ed effetti di montaggio*. L'ombra della torre provoca un bias negativo; una stima della distorsione è -1,5%. I bracci più lunghi possono ridurre questa distorsione; tuttavia, i bracci stessi disturbano il flusso d'aria. I bracci lunghi possono anche far deviare l'anemometro dalla posizione verticale con conseguente errore di misurazione; una stima dell'incertezza è 0,5%.

Per quanto riguarda le cause di incertezza legate all'analisi dei dati, occorre citare:

- *Periodo di misura e filtraggio*: si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa al periodo di misura, e dei vari malfunzionamenti e intervalli di dati mancanti. Il

contributo di incertezza è tuttavia significativamente ridotto, mediante opportune procedure di pesatura.

- *Variabilità della media annuale*: parametro indicativo dell'incertezza legata alle fluttuazioni statistiche della media annuale della velocità del vento, calcolate sulla base di misure storiche disponibili in località prossime al sito.

Infine, sono state considerate le incertezze relative al calcolo della producibilità energetica:

- *Curva di potenza*: parametro che tiene conto dell'incertezza legata alla variabilità della curva di potenza rispetto a quanto certificato dai costruttori, anche in relazione alla complessità orografica del territorio.
- *Modelli di scia*: l'interazione aerodinamica tra aerogeneratori induce dei deficit di velocità legati alle scie, delle quali si tiene conto attraverso modelli analitici, che presentano valori tipici di incertezza di 0.05%.

<i>Incertezza storica dalla sorgente</i>	<i>Tipo d'incertezza</i>	<i>Errore Std [%]</i> <i>dell'effetto</i>	<i>Sensibilità della Resa Netta [%]</i>	<i>Incertezza Resa Netta [%]</i>
<b>Variabilità storica della velocità del vento</b>	Velocità del Vento	6,0	188	<b>11.3</b>
<b>Anemometrica</b>	Velocità del Vento	2,00	188	<b>3,8</b>
<b>Modello topografico</b>	Topografia	4,0	-3.9	<b>-0.155</b>
<b>Modello perdita di scia</b>	Modello Scia	15,0	6.9	<b>1.03</b>
<b>Correlazione</b>	Velocità del Vento	0	188	<b>0</b>
<b>Curva di Potenza</b>	Resa Energetica	4,0	100,00	<b>4,0</b>
<b>Estrapolazione Verticale</b>	Resa Energetica	0	100,00	<b>0</b>
<b>Estrapolazione orizzontale</b>	Resa Energetica	0	100,00	<b>0</b>
<b>Incertezza storica totale [%]</b>				<b>12.6</b>

Tabella 13 - Incertezze storiche

<i>Incertezza per il periodo futuro</i>	<i>1 [anno]</i>	<i>10 [anni]</i>	<i>20 [anni]</i>
<i>Variabilità della velocità del vento [%]</i>	6,0	1,90	1,34
<i>Sensibilità [%]</i>	188	188	188
<i>Incertezza futura [%]</i>	11,3	3,6	2,52
<i>Incertezza storica [%]</i>	12,6	12,6	12,6
<b><i>Incertezza totale [%]</i></b>	<b>16.9</b>	<b>13.1</b>	<b>12.9</b>

Tabella 14 - Incertezze della stima centrale

<i>Livello di eccedenza</i>	<i>1 [anno]</i>	<i>10 [anni]</i>	<i>20 [anni]</i>
<i>P50 [GWh]</i>	186	186	186
<i>P75 [GWh]</i>	165	170	170
<i>P80 [GWh]</i>	160	166	166
<i>P84 [GWh]</i>	155	162	162
<i>P90 [GWh]</i>	146	155	156

Tabella 15 - Livelli di eccedenza

### 3.8.3. Producibilità netta

Si è giunti alla stima della producibilità lorda media degli aerogeneratori dell'impianto. E' possibile esprimere lo stesso valore sottoforma di producibilità lorda specifica, ovvero riferita ad ogni MW installato:

$$Prod_{lorda\_specif} = \frac{Prod_{lorda\_WTG}}{Pot_{nom\_WTG}}$$

<i>Turbina</i>	<i>Prod<sub>lorda</sub>_specif MWh/MW</i>
<i>Vestas V150</i>	<b>3032</b>

La produzione netta annuale (AEP) calcolata nel precedente paragrafo per il layout di progetto considerato corrisponde ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%. Come descritto, tale valore è stato calcolato sulla base dei seguenti elementi:

- dati del vento disponibili
- orografia e mappa di rugosità del terreno
- specifiche tecniche e curve di potenza degli aerogeneratori considerati
- perdite per effetto scia, per disponibilità macchine e perdite tecniche generali

Per ottenere il valore netto della produzione specifica prevista, è necessario considerare tutte le perdite:

$$P_{netta\_specif} = ((1 - P_{es}) \cdot (1 - P_{el}) \cdot (1 - P_{ind}) \cdot (1 - P_v)) - 1$$

Con

$P_{es}$  = perdite effetto scia

$P_{el}$  = perdite elettriche (non calcolate)

$P_{ind}$  = perdite per indisponibilità turbine (non calcolate)

$P_v$  = perdite varie (altre perdite non calcolate)

<b><i>Turbina</i></b>	<b><i>Totale Perdite</i></b>	<b><i>P<sub>es</sub></i></b>
<i>Vestas V150</i>	<i>6.90 %</i>	<i>6.90 %</i>

Da ciò si ricava :

<b><i>Turbina</i></b>	<b><i>Prod<sub>netta_specif</sub></i> <b><i>MWh/MW</i></b></b>
<i>Vestas V150</i>	<i>2823</i>

Moltiplicando questo risultato per la potenza nominale dell'impianto si ottiene il risultato finale cercato, ossia la produzione netta totale:

$$Prod_{netta_{TOT}} = Prod_{netta_{specif}} \cdot Pot_{nom_{TOT}}$$

Ossia

<b><i>Turbina</i></b>	<b><i>Prod<sub>netta_{TOT}</sub></i> <b><i>MWh/anno</i></b></b>
<i>Vestas V150</i>	<i>186327</i>

Sulla base dell'analisi di incertezza (come descritto nel paragrafo 3.8.2) effettuata su questi parametri è stata quindi calcolata la produzione energetica corrispondente ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale con una probabilità rispettivamente del 75% e 90%.

Ricapitolando, le incertezze cui si fa riferimento sono legate sostanzialmente ai seguenti aspetti:

- caratteristiche dei sensori utilizzati
- calibrazione degli anemometri
- caratteristiche della stazione di misura e montaggio
- filtraggio e validazione dei dati
- periodo di misura disponibile
- correlazione dei dati vento
- incertezze dell'algoritmo di calcolo
- valutazione delle perdite di scia
- incertezze sulle curve di potenza

Si ottiene dunque:

<i>Turbina</i>	<i>Prod<sub>netta</sub>P75</i> <i>MWh/MW</i>	<i>Prod<sub>netta</sub>P90</i> <i>MWh/MW</i>
<i>Vestas V150</i>	<i>2575</i>	<i>2350</i>

## 4. Bibliografia e Sitografia

[1] Atlante Europeo del Vento – pubblicato per la Commissione Europea, Di rettorato Generale per la Scienza, la Ricerca e lo Sviluppo, dal Riso National Laboratori, Roskilde, Danimarca.

[2] Recommended practices for wind turbine testing “11. Wind speed measurement and use of cup anemometry”, 1° Edizione 1999, International Energy Agency Annex XI.

[3] Ed. Luc Rademakers e Ray Hunter, “European Wind Turbine Standards – Project Results”, Relazione n. EUR 16898EN – relazione definitiva del contratto DG XII n. JOU2-CT93-0387, 1996, ISBN 92-827-7948-3.

[4] Michael Brower, Wind Resource Assessment A Practical Guide to Developing a Wind Project.

[5] Pramod Jain, Wind Energy Engineering.

[6] Google Earth Pro