

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL TERRITORIO COMUNALE DI FIRENZUOLA (FI) LOC. LA BADIA - RAZZOPIANO
POTENZA NOMINALE 54 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

ing. Antonella Laura GIORDANO

ing. Francesca SACCAROLA

COLLABORATORI

ing. Michea NAPOLI

geom. Rosa CONTINI

dr. Pietro Paolo LOPETUSO

STUDI SPECIALISTICI

GEOLOGIA

geol. Matteo DI CARLO

VINCA E STUDIO FAUNISTICO

dr. Luigi Raffaele LUPO

STUDIO BOTANICO VEGETAZIONALE E

PEDO-AGRONOMICO

dr. Gianfranco GIUFFRIDA

ARCHEOLOGIA

NÒSTOI S.R.L.

INTERVENTI DI COMPENSAZIONE E VALORIZZAZIONE

arch. Gaetano FORNARELLI

arch. Andrea GIUFFRIDA

SIA.ES. STUDI SPECIALISTICI

**ES.1 Indagine anemologica del sito e
analisi della producibilità attesa**

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	04/24	1ª emissione



INDICE

1	SCOPO	2
2	IL SITO EOLICO	3
2.1	CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO	3
2.2	LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO	6
3	ANEMOMETRIA	8
3.1	L'ANEMOMETRO VIRTUALE	8
3.2	ANALISI DEI DATI ANEMOMETRICI VORTEX	11
3.3	LA PROCEDURA DI STORICIZZAZIONE	13
4	STUDIO ANEMOLOGICO	18
4.1	METODOLOGIA DI ANALISI CFD CON WINDSIM	18
4.2	LA METODOLOGIA DI NESTING	18
4.3	LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT	19
4.3.1	<i>L'anemometro di riferimento</i>	19
4.3.2	<i>Il Wind Shear</i>	19
4.3.3	<i>La Rosa dei Venti</i>	19
4.3.4	<i>I Dati di Input</i>	19
4.4	LA MAPPA ISOVENTO	21
5	PRODUCIBILITÀ ATTESA	22



1 SCOPO

Scopo del presente documento è riportare le procedure utilizzate ed i risultati conseguiti in merito alle seguenti elencate attività:

- analisi dei dati anemometrici per il sito in esame e determinazione dei relativi parametri caratteristici;
- studio anemologico del sito tramite modellizzazione software CFD;
- calcolo delle produzioni al netto delle perdite per scia.



2 IL SITO EOLICO

2.1 CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO

Il Sito Eolico in esame si trova in agro nel Comune di Firenzuola (Provincia di Firenze – Regione Toscana) sull'appennino tosco-emiliano al confine con la Regione Emilia-Romagna in un due distinte aree collinari situate l'una a Nord e l'altra a Sud dalla casa Comunale entrambe ad una distanza maggiore di 3 km da quest'ultima, come raffigurato in Figura 1. L'estensione complessiva del sito è di circa 10 km lungo la direzione maggiore Nord -Sud e di circa 4 km in quella minore Est-Ovest.

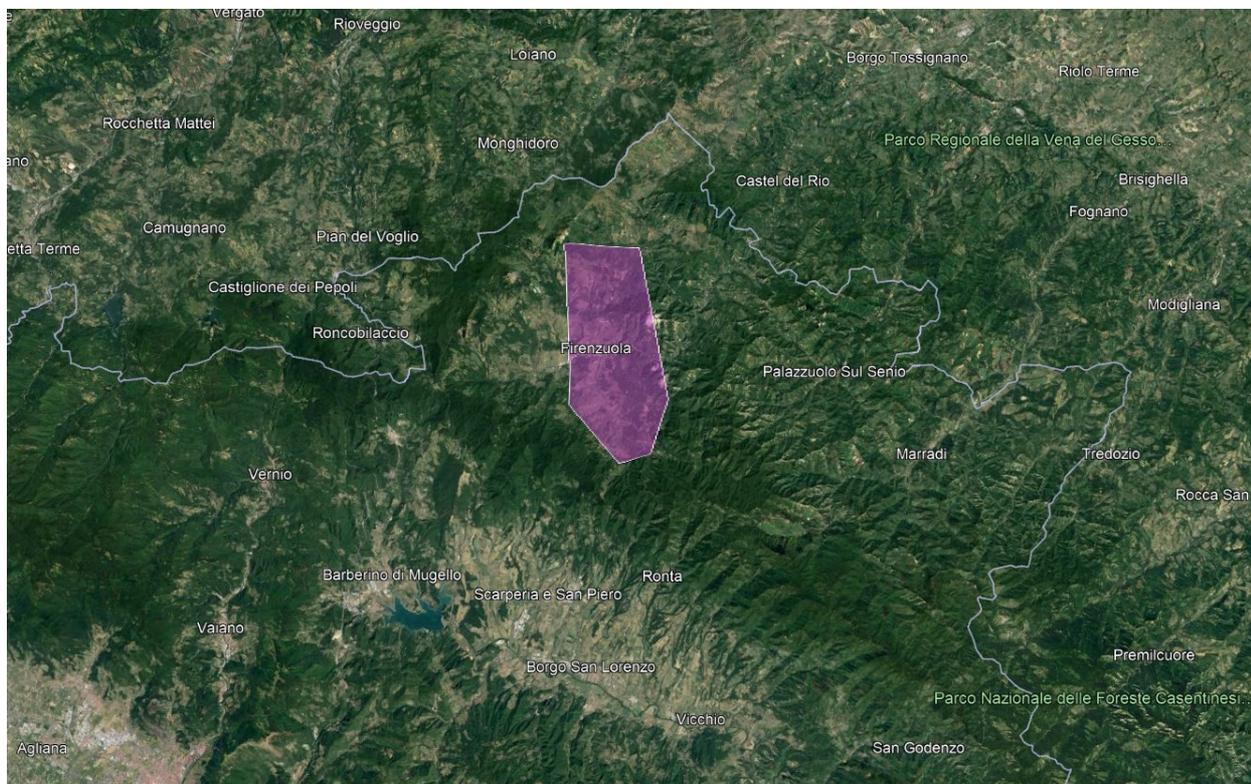


Figure 1 Posizione dell'area del sito eolico (in colore rosa) su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth

Il progetto eolico oggetto del presente studio consta di complessive 12 installazioni eoliche del costruttore Vestas modello V163 da 163m di diametro e 150m di hub e potenza unitaria di 4500 kW e le cui coordinate sono riportate in Tabella 1. Il relativo layout è mostrato nella successiva Figura 2.



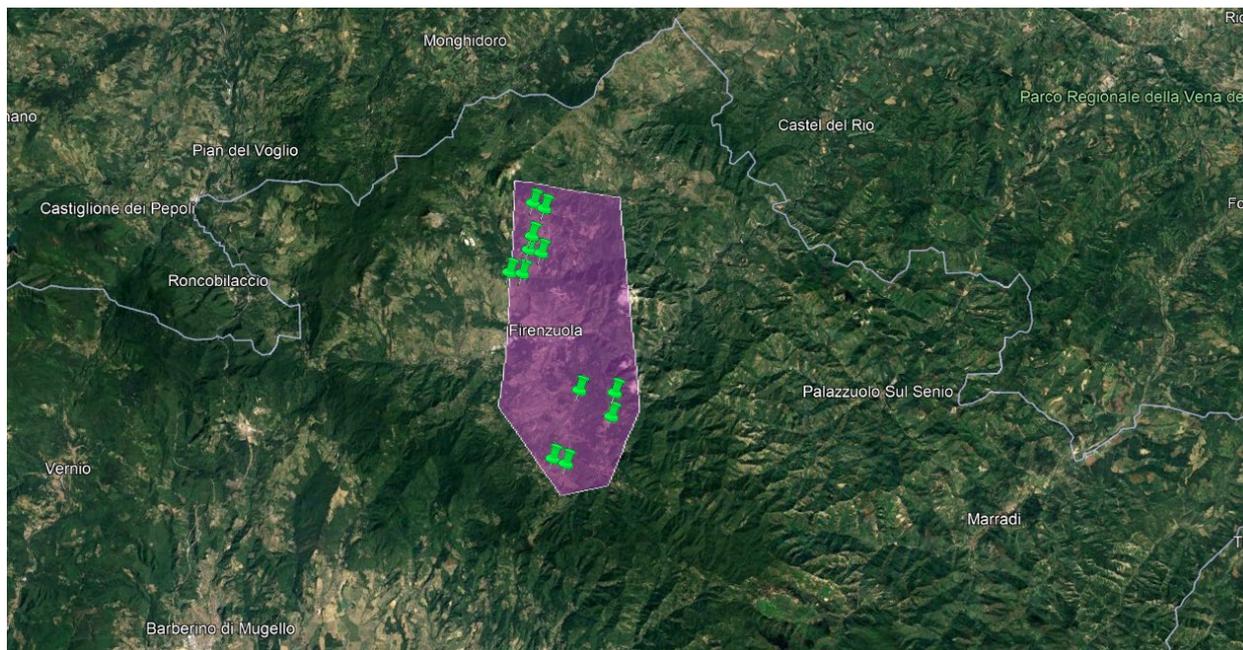


Figura 2 – Layout di impianto del proposto parco eolico su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth (la posizione delle previste turbine è quella dei segnaposti rossi)

Turbine type	Turbine ID.	coordinate system		Altitudine slm
		WGS84, Zone 32		
		x	y	
V163_hub150m	FRZ1	691555	4882470	697
V163_hub150m	FRZ2	692079	4882365	681
V163_hub150m	FRZ3	692070	4885290	625
V163_hub150m	FRZ4	693502	4884463	703
V163_hub150m	FRZ5	693489	4885388	734
V163_hub150m	FRZ6	688499	4889464	633
V163_hub150m	FRZ7	688999	4889511	598
V163_hub150m	FRZ8	689072	4890516	568
V163_hub150m	FRZ9	689564	4890480	530
V163_hub150m	FRZ10	689121	4891041	643
V163_hub150m	FRZ11	689005	4892286	778
V163_hub150m	FRZ12	689475	4892139	782

Tabella 1 – Denominazione, tipologia, coordinate in WGS84 z32 e quota altimetrica della base delle torri per le 9 turbine previste del progetto eolico di Camugnano

Nella successiva Figura 3 è mostrato il layout dell'impianto eolico in prospettiva da Sud verso Nord su planimetria estratta da Google Earth con l'indicazione dei nomi delle turbine previste.



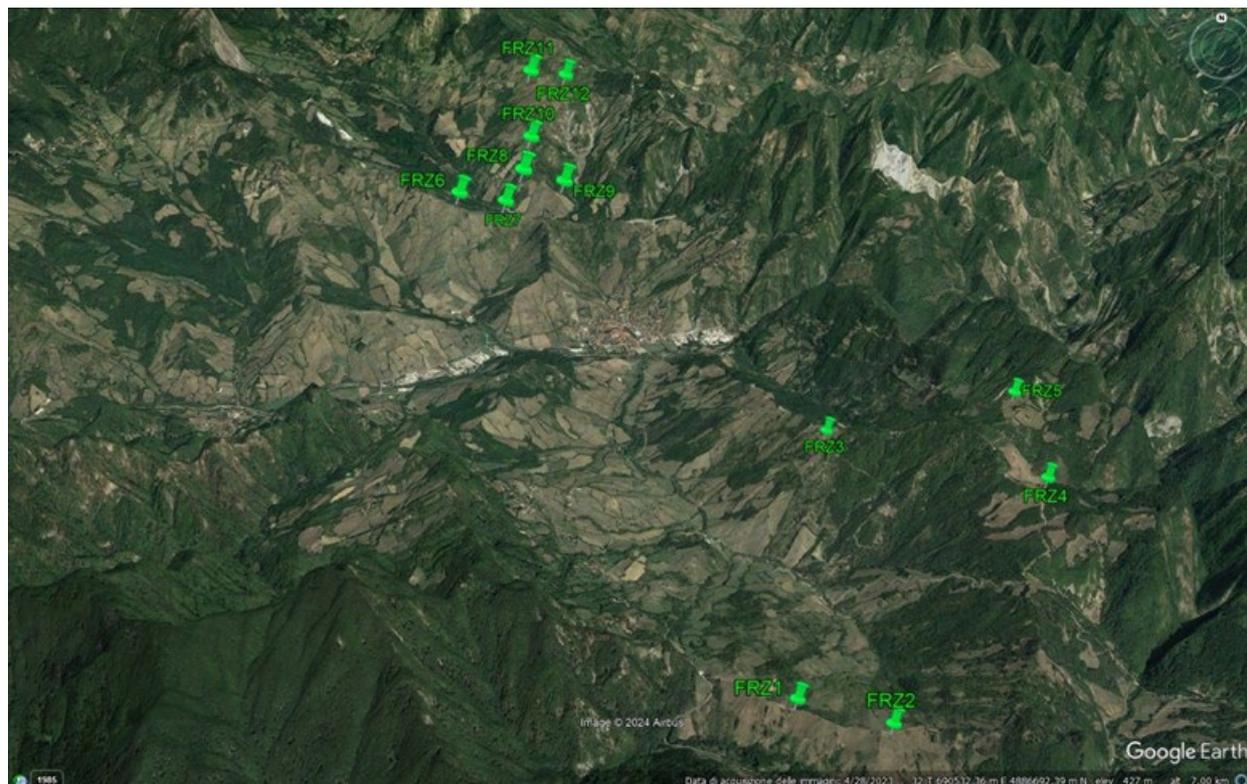


Figura 3 – Rappresentazione prospettica da Sud verso Nord del layout di impianto su planimetria di Google Earth con indicazione dei nomi delle turbine previste

Nella Figura 4 e nella Figura 5 successive sono visualizzati rispettivamente il rendering del cluster delle 7 turbine a Nord e quello delle 5 turbine a Sud dell'abitato di Firenzuola su modello digitale del terreno.

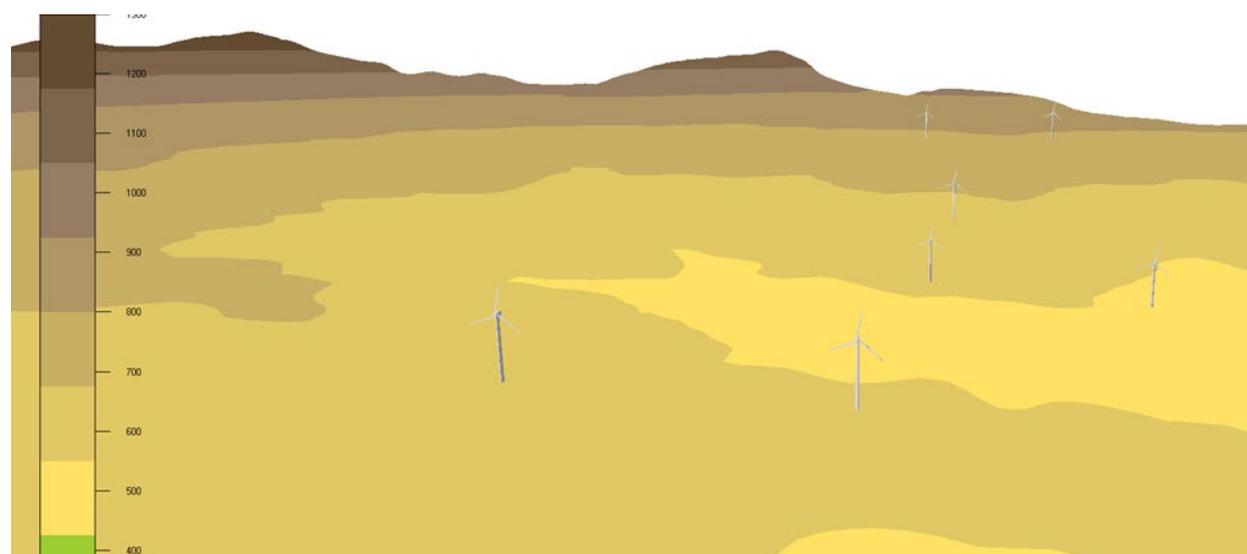


Figura 4 – Estratto del Modello Digitale del Terreno con sovrappreso il render delle 9 turbine previste.



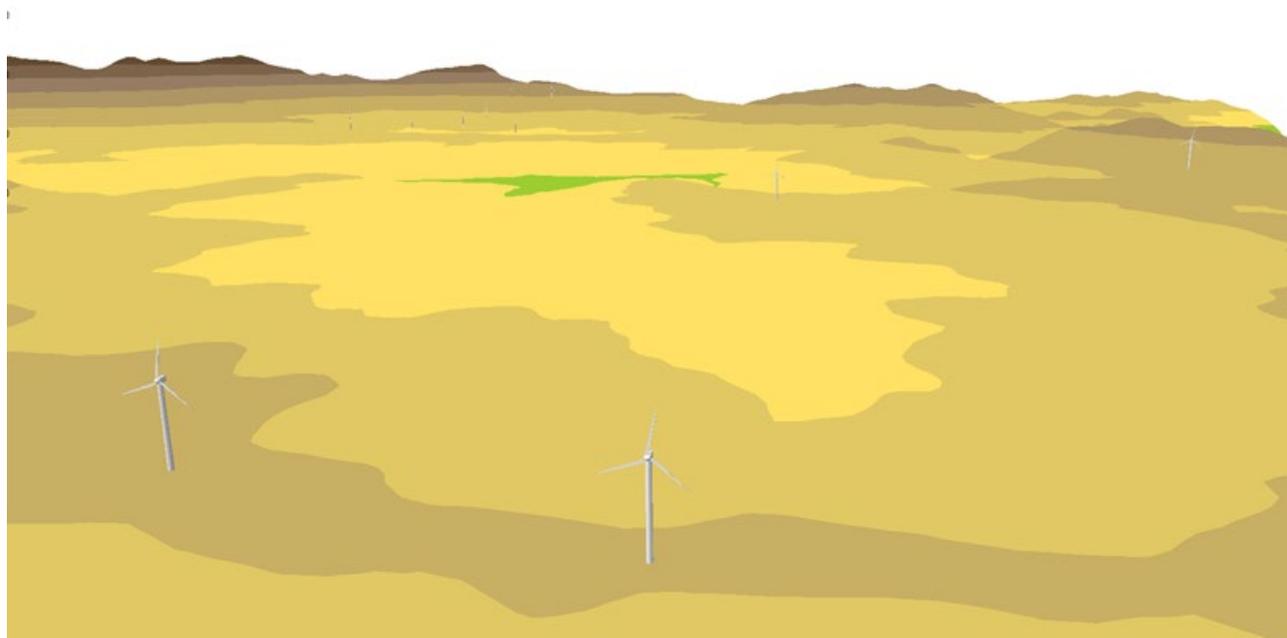


Figura 5 – Mappa dell'inclinazione del terreno per un dominio di 16 km di lato (l'area dell'impianto eolico è quella centrale)

Nella successiva Figura 6 viene proposta la mappa di inclinazione del terreno che non lascia dubbi circa la complessità orografica del sito.

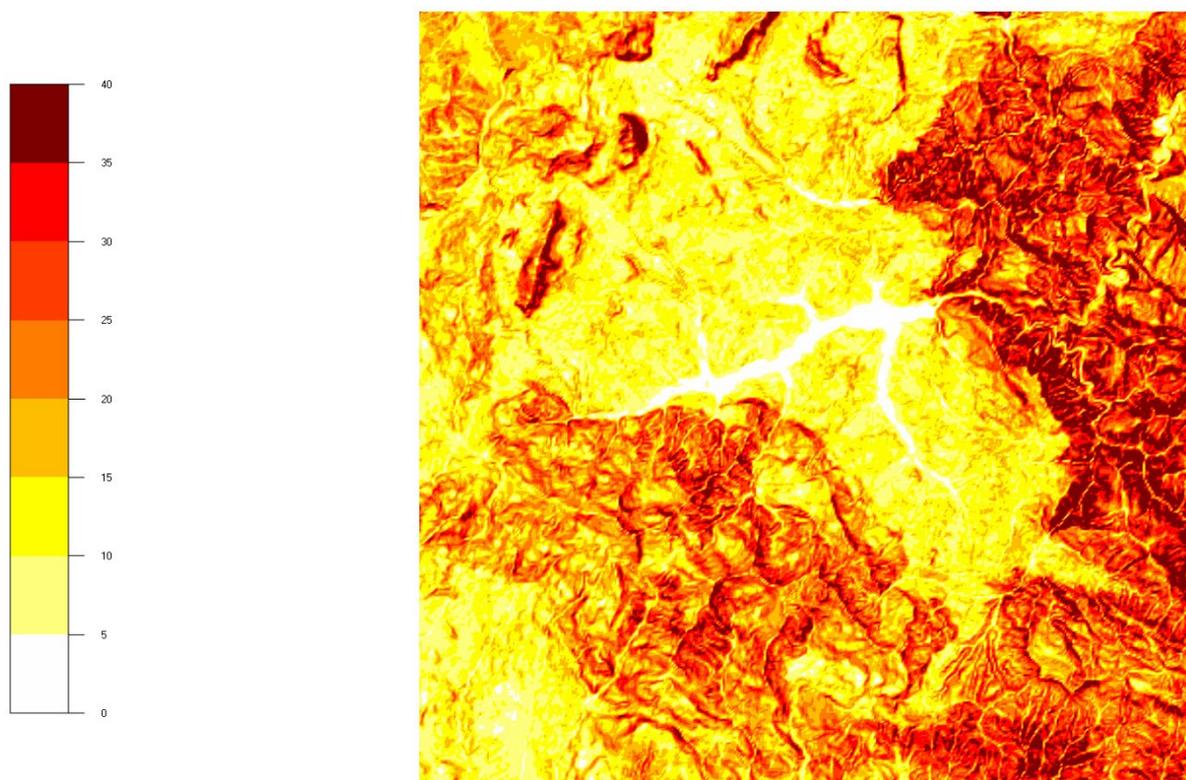


Figura 6 - Mappa dell'inclinazione del terreno per un dominio di 16 km di lato (l'area dell'impianto eolico è quella centrale)

Volendo essere più precisi, sebbene non particolarmente elevata rispetto ad altri siti dell'appennino toscano-emiliano (l'abitato di Firenzuola è situato al centro della macchia "bianca" centrale).



Si osserva dall'esame della Figura 6 come l'area centrale del dominio (quella dove insiste l'impianto eolico) sia caratterizzata dalla predominanza del colore giallo ovvero da pendenze comunque degne di nota intorno al 15%. Ma immediatamente a Est ed a Sud dell'area di impianto si possono notare colori più scuri corrispondenti ad inclinazioni del terreno ben maggiori, anche superiori al 30% ed in alcuni casi al 40% che influenzano grandemente il campo di vento presso il sito.

2.2 LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO

La proponente intende installare presso il sito eolico di Firenzuola l'aerogeneratore marca Vestas modello V163 da 163m di diametro e 150m di hub e potenza unitaria di 4500 kW. Si riporta nella successiva Tabella 2 la tabulazione della curva di potenza relativa alla densità standard dell'aria pari a 1,225 kg/m³ per il modello di aerogeneratore individuato assieme ai valori del coefficiente di spinta.

Vestas V163 - (1.225 kg/m³)

Bin Velocity (m/s)	Power (kW)	Thrust coeff
0	0	0.000
1	0	0.000
2	0	0.000
3	94	0.874
4	333	0.828
5	698	0.821
6	1237	0.815
7	1984	0.805
8	2954	0.792
9	4025	0.701
10	4452	0.503
11	4499	0.355
12	4500	0.265
13	4500	0.205
14	4500	0.164
15	4500	0.133
16	4500	0.110
17	4493	0.092
18	4303	0.076
19	3921	0.059
20	3495	0.046
21	3047	0.036
22	2636	0.028
23	2248	0.022
24	1939	0.018
25	0	0.000
26	0	0.000
27	0	0.000
28	0	0.000
29	0	0.000
30	0	0.000

Tabella 2 – Curva di potenza Vestas V163 e coefficiente di spinta Ct



3 ANEMOMETRIA

3.1 L'ANEMOMETRO VIRTUALE

Per il sito in esame la proponente ha acquistato i dati anemometrici dalla piattaforma web Vortex per 3 (tre) distinti punti geografici (che d'ora in avanti verranno contraddistinti come anemometri virtuali) le cui coordinate sono riportate nella successiva Tabella 3.

Più precisamente, i dati acquistati riguardano il cosiddetto prodotto "Mast" consistente nella tabulazione della frequenza del vento per bin e settori di direzione per un periodo di un anno così come raffigurato nelle successive Figura 7, 8 e 9.

Codice Torre	x	y	z	measurement	period	duration
Vortex1	688468	4889437	640	100m	01/03/2023 - 01/02/2024	1 year
Vortex2	693248	4885089	730	100m	01/03/2023 - 01/02/2024	1 year
Vortex3	689274	4892221	811	100m	01/03/2023 - 01/02/2024	1 year

Tabella 3 – Caratteristiche dei punti delle tre torri anemometriche virtuali utilizzate per il presente studio ed i cui dati anemometrici sono stati acquistati sulla piattaforma web Vortex– coordinate in WGS84 z32





punto 1
 Run 735069 at 100.0 m

Report 264615
 April 5, 2024

POINT 1
(44.133837, 11.356015, 100.0 m)

Mean Wind Speed (m/s)	Weibull A	Weibull k	Temperature (°C)	Density (kg/m ³)
6.6	7.5	1.5	12.6	1.134

Bin/Sector Occurrence Table

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	44.9	69.3	68.9	31.6	26.3	23.5	23.6	31.0	49.6	77.0	43.3	77.3	34.7	25.1	13.4	24.5	7.6
1-2	51.9	112.0	106.5	57.6	22.1	8.6	16.5	27.5	49.7	102.5	118.2	64.7	15.3	9.5	7.7	19.1	9.0
2-3	40.0	106.2	121.6	60.3	8.6	1.0	6.3	14.2	39.6	105.5	177.0	42.3	8.8	5.0	7.0	14.9	8.6
3-4	39.1	105.6	126.0	69.7	3.7	0.0	1.9	7.2	30.7	92.5	242.7	35.7	5.1	3.3	6.3	11.8	8.9
4-5	30.5	98.2	113.4	54.0	0.0	0.0	0.0	2.7	25.2	93.0	307.4	24.7	3.0	2.9	5.5	9.2	8.8
5-6	24.4	103.9	110.1	31.5	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	79.4	335.8	16.6	2.0	2.2	6.1	7.1	8.4
6-7	20.9	94.1	103.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	67.8	358.2	13.2	0.0	0.0	7.1	6.6	8.0
7-8	18.5	88.4	87.5	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	61.9	345.3	6.9	0.0	0.0	5.1	5.4	7.3
8-9	20.0	81.0	75.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	48.6	324.7	5.0	0.0	0.0	5.1	4.7	6.6
9-10	17.3	85.5	60.7	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	36.3	291.7	3.2	0.0	0.0	3.5	4.7	5.8
10-11	15.0	62.4	50.5	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	31.5	229.6	2.5	0.0	0.0	4.2	4.0	4.6
11-12	11.5	56.2	40.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	24.8	195.8	3.4	0.0	0.0	3.7	4.6	3.9
12-13	10.2	40.3	39.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7	145.1	3.2	0.0	0.0	4.0	2.6	3.0
13-14	8.9	33.8	28.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.8	108.8	1.4	0.0	0.0	4.7	2.3	2.4
14-15	4.9	27.3	24.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.8	77.2	0.0	0.0	0.0	5.9	2.5	1.8
15-16	3.7	24.9	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	54.5	0.0	0.0	0.0	2.3	1.6	1.4
16-17	3.1	21.0	19.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	45.4	0.0	0.0	0.0	1.7	1.1	1.2
17-18	2.3	21.5	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	30.7	0.0	0.0	0.0	1.7	0.9	0.9
18-19	1.5	12.1	11.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	19.5	0.0	0.0	0.0	1.7	0.8	0.6
19-20	1.4	10.4	8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	12.1	0.0	0.0	0.0	2.4	0.6	0.5
20-21	0.9	6.6	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	7.2	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.3
21-22	0.7	4.2	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	3.8	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.2
22-23	0.0	3.2	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	2.5	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.1
23-24	0.0	2.5	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
24-25	0.0	1.9	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
25-26	0.0	1.4	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26-27	0.0	1.1	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27-28	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28-29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	4.2	14.6	14.2	4.0	0.7	0.4	0.6	0.9	2.7	10.7	39.7	3.4	0.8	0.6	1.2	1.5	

Table 1: Occurrences are expressed in hours per year. Rows and Columns totals are expressed in percentages.

Figura 7 – Dati Vortex del punto della torre anemometrica virtuale 1





punto 2
 Run 735071 at 100.0 m

Report 264623
 April 5, 2024

POINT 1
(44.093476, 11.414128, 100.0 m)

Mean Wind Speed (m/s)	Weibull A	Weibull k	Temperature (°C)	Density (kg/m ³)
7.2	8.1	1.7	11.7	1.126

Bin/Sector Occurrence Table

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	36.9	36.4	52.3	26.3	24.8	0.0	0.0	0.0	11.2	28.9	6.0	14.5	12.8	14.9	21.3	26.5	3.6
1-2	32.7	74.7	100.9	49.0	33.3	0.0	0.0	0.0	26.7	89.8	15.6	17.0	12.8	11.9	16.9	21.6	5.7
2-3	22.8	97.1	159.6	50.1	32.8	0.0	0.0	0.0	36.9	138.4	25.8	15.4	9.1	7.8	12.1	15.7	7.1
3-4	19.1	125.0	184.0	48.6	29.3	0.0	0.0	0.0	47.4	185.9	36.0	13.6	7.2	6.0	10.9	10.8	8.3
4-5	17.3	148.2	203.2	49.0	28.8	0.0	0.0	0.0	60.1	248.7	52.5	8.8	5.5	4.4	8.6	8.7	9.6
5-6	17.2	165.8	206.7	39.8	29.4	0.0	0.0	0.0	63.8	290.1	61.6	7.0	2.4	3.9	6.8	6.0	10.3
6-7	13.3	160.4	188.9	30.8	20.6	0.0	0.0	0.0	53.9	305.9	68.3	5.4	2.3	3.8	6.4	4.0	9.9
7-8	10.1	138.1	152.2	18.8	12.9	0.0	0.0	0.0	50.1	288.1	76.6	2.2	0.0	2.7	6.5	3.1	8.7
8-9	8.2	127.3	111.6	10.9	9.0	0.0	0.0	0.0	41.9	260.1	84.4	1.4	0.0	2.9	5.5	2.8	7.6
9-10	6.4	83.0	77.6	7.1	4.4	0.0	0.0	0.0	34.2	240.5	86.1	0.0	0.0	1.1	3.6	2.1	6.2
10-11	7.3	47.7	50.1	3.9	2.8	0.0	0.0	0.0	26.0	215.2	76.1	0.0	0.0	0.8	2.5	2.0	5.0
11-12	4.3	33.9	35.3	2.1	1.9	0.0	0.0	0.0	24.6	184.0	67.6	0.0	0.0	0.6	2.1	1.1	4.1
12-13	3.5	21.1	23.5	1.6	1.5	0.0	0.0	0.0	18.4	154.6	60.7	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	3.3
13-14	1.6	13.6	11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	128.5	50.6	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	2.5
14-15	1.2	8.2	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	108.1	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
15-16	1.0	3.8	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	92.7	37.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6
16-17	0.7	3.3	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	78.0	29.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
17-18	0.0	0.7	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	52.3	22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
18-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	45.7	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.4	10.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.1	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.7	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
25-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26-27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27-28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28-29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	2.3	14.7	18.0	3.9	2.6	0.0	0.0	0.0	6.0	37.0	10.9	1.0	0.6	0.7	1.2	1.2	

Table 1: Occurrences are expressed in hours per year. Rows and Columns totals are expressed in percentages.

Figura 8 – Dati Vortex del punto della torre anemometrica virtuale 2





punto 3
 Run 735073 at 100.0 m

Report 264631
 April 6, 2024

POINT 1
(44.158672, 11.367087, 100.0 m)

Mean Wind Speed (m/s)	Weibull A	Weibull k	Temperature (°C)	Density (kg/m ³)
7.4	8.4	1.7	11.3	1.116

Bin/Sector Occurrence Table

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	11.9	11.6	19.7	13.1	27.4	27.6	19.9	14.8	21.1	21.2	19.7	34.2	15.9	9.4	8.1	9.7	3.3
1-2	24.9	32.1	51.5	50.0	45.7	30.0	21.5	16.4	22.5	45.3	65.3	39.8	15.0	9.6	8.8	15.0	5.6
2-3	31.4	53.4	85.5	95.1	39.6	16.0	6.6	9.5	21.6	63.0	112.9	34.2	12.6	6.0	8.4	16.5	7.0
3-4	36.7	74.5	112.1	133.0	25.6	4.7	0.0	3.7	20.7	80.1	163.6	27.1	6.6	6.0	8.9	15.6	8.2
4-5	35.7	97.8	128.9	141.0	13.0	0.0	0.0	1.3	17.4	95.8	211.0	19.9	4.5	5.0	10.5	13.9	9.1
5-6	32.8	109.2	151.9	126.6	6.7	0.0	0.0	0.0	12.9	105.1	268.9	13.9	2.9	4.9	9.7	15.8	9.8
6-7	25.9	116.3	143.5	68.9	3.3	0.0	0.0	0.0	8.5	101.2	289.3	11.8	1.1	3.6	10.9	15.1	9.1
7-8	22.0	115.3	115.4	38.3	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	85.1	279.8	9.7	0.0	4.2	10.9	11.7	8.0
8-9	25.3	107.1	111.1	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	80.2	292.7	10.2	0.0	2.8	10.8	10.4	7.8
9-10	23.7	86.4	100.2	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	68.5	267.2	6.9	0.0	4.1	7.8	7.8	6.7
10-11	20.0	70.8	88.9	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	61.9	233.4	5.7	0.0	2.4	7.1	6.9	5.7
11-12	16.4	56.0	65.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	49.7	192.3	6.3	0.0	1.4	6.9	6.1	4.6
12-13	10.9	45.8	51.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	40.0	160.6	4.2	0.0	1.2	5.9	6.7	3.8
13-14	9.4	28.6	44.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	30.4	132.2	2.9	0.0	1.4	6.5	4.5	3.0
14-15	5.6	20.6	36.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.0	107.5	2.0	0.0	3.5	8.2	2.7	2.4
15-16	2.2	10.1	27.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.8	92.6	1.9	0.0	0.7	3.0	1.4	1.8
16-17	1.5	8.0	17.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	67.7	1.0	0.0	0.6	2.2	1.1	1.3
17-18	1.0	5.4	16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.6	47.1	1.8	0.0	0.0	1.8	0.8	1.0
18-19	0.6	2.7	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.1	36.3	1.4	0.0	0.0	1.5	0.0	0.7
19-20	0.0	0.8	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	24.8	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.4
20-21	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	15.5	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.3
21-22	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	10.4	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.2
22-23	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
23-24	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26-27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	3.9	12.0	15.8	8.0	1.8	0.9	0.6	0.5	1.8	11.8	35.5	2.7	0.7	0.8	1.6	1.8	

Table 1: Occurrences are expressed in hours per year. Rows and Columns totals are expressed in percentages.

Figura 9 – Dati Vortex del punto della torre anemometrica virtuale 3

3.2 ANALISI DEI DATI ANEMOMETRICI VORTEX

I dati anemometrici di partenza, dunque, non consistono in una serie temporale (la cosiddetta “time series”) e dunque per essi non è possibile dedurre alcuna altra caratteristica al di là della rosa dei venti visualizzate nelle successive Figura 10, 11 e 12.



Wind Direction Rose

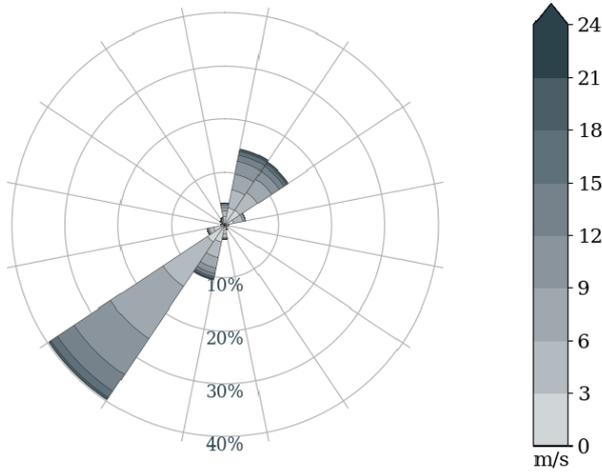


Figure 1: The radius of each sector is proportional to its frequency in the total wind speed distribution. The color of each bin depends on the wind speed as referred in the legend.

Figura 10 – La rosa dei venti per il punto della torre anemometrica virtuale 1 come desunta dai dati Vortex.

Wind Direction Rose

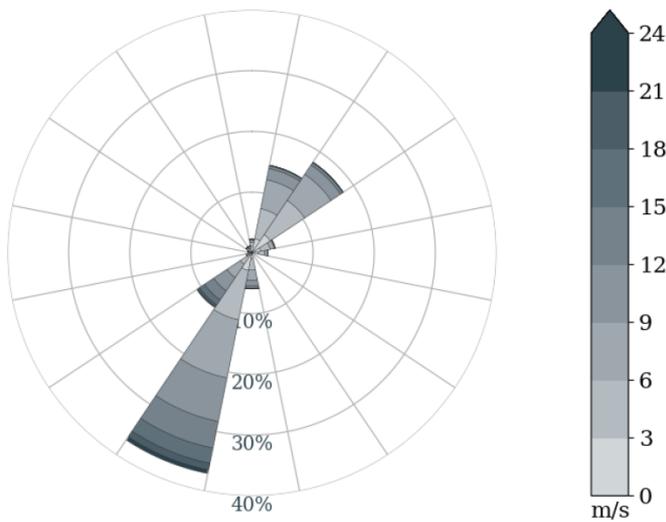


Figure 1: The radius of each sector is proportional to its frequency in the total wind speed distribution. The color of each bin depends on the wind speed as referred in the legend.

Figura 11 – La rosa dei venti per il punto della torre anemometrica virtuale 2 come desunta dai dati Vortex.



Wind Direction Rose

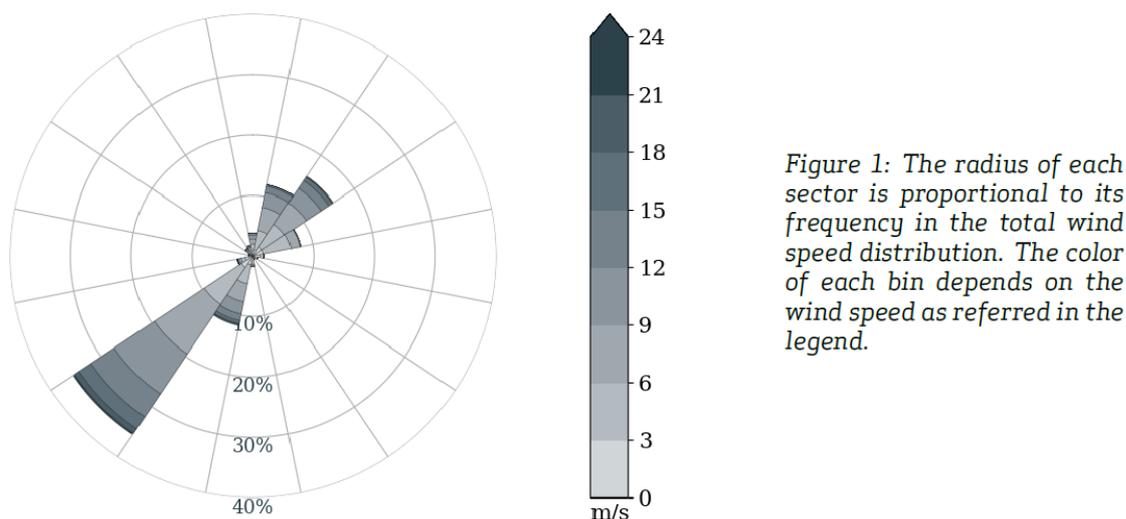


Figure 1: The radius of each sector is proportional to its frequency in the total wind speed distribution. The color of each bin depends on the wind speed as referred in the legend.

Figura 12 – La rosa dei venti per il punto della torre anemometrica virtuale 3 come desunta dai dati Vortex.

Per poter quindi ottenere a partire dai dati Vortex la “time series” dell’anno di riferimento si è incrociata la tabella delle frequenze del vento così come visualizzata nelle precedenti Figura 7, 8 e 9 con dei dataset contemporanei nella disponibilità dell’Autore relativi a punti di misura (anch’essi virtuali) nelle vicinanze.

3.3 LA PROCEDURA DI STORICIZZAZIONE

Per estendere la “time series” per l’anno di riferimento dai punti delle tre torri anemometriche virtuali (così come definite al precedente paragrafo) ad un periodo temporale più lungo, che tenga conto delle lente variazioni del clima della zona, è necessario correlare tale dataset a rilevazioni anemometriche storiche o cosiddette di lungo periodo. Questo consente di proiettare la ventosità su di un orizzonte temporale confrontabile con la vita utile dell’impianto eolico. Per la correlazione sono stati utilizzati dati di reanalisi meteorologiche satellitari ERA5 semplicemente reperibili via Internet e che si sono ritenuti, rispetto ad altri database, più adatti al sito in questione.

In particolare, il punto ERA5 prescelto è quello alle coordinate 44.262N_11.250E.

I dati reperiti coprono il periodo 01/01/1996 – 01/03/2024. La struttura dei dati è molto semplice: è su base oraria e vengono riportate solo velocità e direzioni medie a 100m dal suolo, pressione a livello del mare, temperature a 100m.

I principali parametri dei dati ERA5 sono riportati nella successiva Tabella 4.

Variable	ERA5 100 m
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	3.603
MoMM wind speed (m/s)	3.603
Median wind speed (m/s)	3.101
Min wind speed (m/s)	0.003
Max wind speed (m/s)	17.995



CRMC wind speed (m/s)	4.869
Weibull k	1.634
Weibull c (m/s)	4.036
Mean power density (W/m ²)	67
MoMM power density (W/m ²)	67
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	587
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	587
Energy pattern factor	2.468
Frequency of calms (%)	0.00
Possible data points	245448
Valid data points	245448
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Tabella 4 – Riepilogo dei principali parametri dei dati ERA5 necessari per la procedura di storicizzazione

Operando a partire dai parametri dei dati ERA5 la procedura di storicizzazione sulla time series che scaturisce dal confronto della bin/sector occurance table di Figura 7, 8 e 9 con i dataset contemporanei nella disponibilità dell'Autore si perviene ad valore medio della velocità di lungo periodo attesa per i tre punti delle torri anemometriche virtuali rispettivamente di 5.67 m/s, 6.61 m/s e 6.58 m/s,.

Nelle successive Tabella 5, 6 e 7 vengono riportati i principali parametri anemometrici di lungo periodo per i punti delle tre torri anemometriche virtuali dopo la procedura di storicizzazione.

Variable	Vortex1
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	5.668
MoMM wind speed (m/s)	5.668
Median wind speed (m/s)	4.940
Min wind speed (m/s)	0.000
Max wind speed (m/s)	47.370
CRMC wind speed (m/s)	8.144
Weibull k	1.356
Weibull c (m/s)	6.169
Mean power density (W/m ²)	330
MoMM power density (W/m ²)	330
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	2889
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	2889



Energy pattern factor	2.967
Frequency of calms (%)	0.02
Possible data points	52560
Valid data points	52560
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Tabella 5 – Riepilogo dei principali parametri della torre anemometrica virtuale 1 dopo la procedura di storicizzazione

Variable	Vortex2
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	6.612
MoMM wind speed (m/s)	6.612
Median wind speed (m/s)	5.890
Min wind speed (m/s)	0.010
Max wind speed (m/s)	37.310
CRMC wind speed (m/s)	8.892
Weibull k	1.657
Weibull c (m/s)	7.405
Mean power density (W/m ²)	429
MoMM power density (W/m ²)	429
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	3760
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	3760
Energy pattern factor	2.432
Frequency of calms (%)	0.00
Possible data points	52560
Valid data points	52560
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Tabella 6 – Riepilogo dei principali parametri della torre anemometrica virtuale 2 dopo la procedura di storicizzazione

Variable	Vortex3
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	6.585
MoMM wind speed (m/s)	6.585



Median wind speed (m/s)	5.960
Min wind speed (m/s)	0.000
Max wind speed (m/s)	34.890
CRMC wind speed (m/s)	8.737
Weibull k	1.647
Weibull c (m/s)	7.358
Mean power density (W/m ²)	407
MoMM power density (W/m ²)	407
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	3567
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	3567
Energy pattern factor	2.336
Frequency of calms (%)	0.01
Possible data points	52,560
Valid data points	52,560
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Tabella 7 – Riepilogo dei principali parametri della torre anemometrica virtuale 3 dopo la procedura di storicizzazione

Si riportano, inoltre, nelle successive Figure 13, 14 e 15 le rose dei venti in frequenza ottenute per i tre punti delle torri anemometriche virtuali dopo la procedura di storicizzazione. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata conformemente ai dati Vortex in 16 settori.

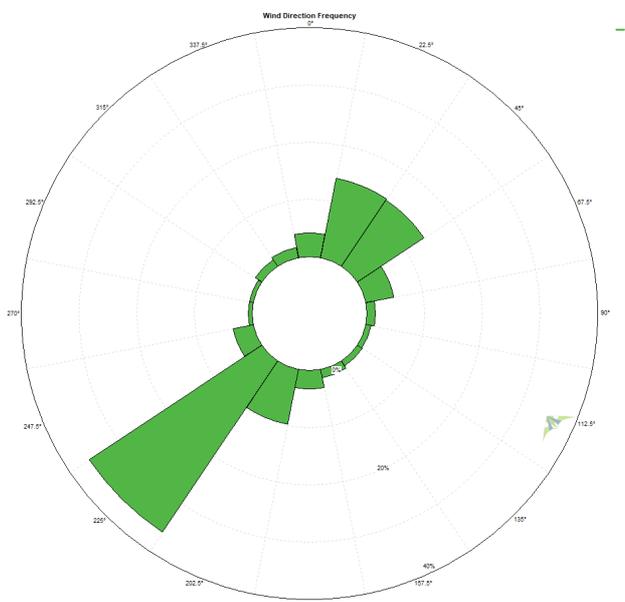


Figura 13 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100m sls per la torre anemometrica virtuale 1

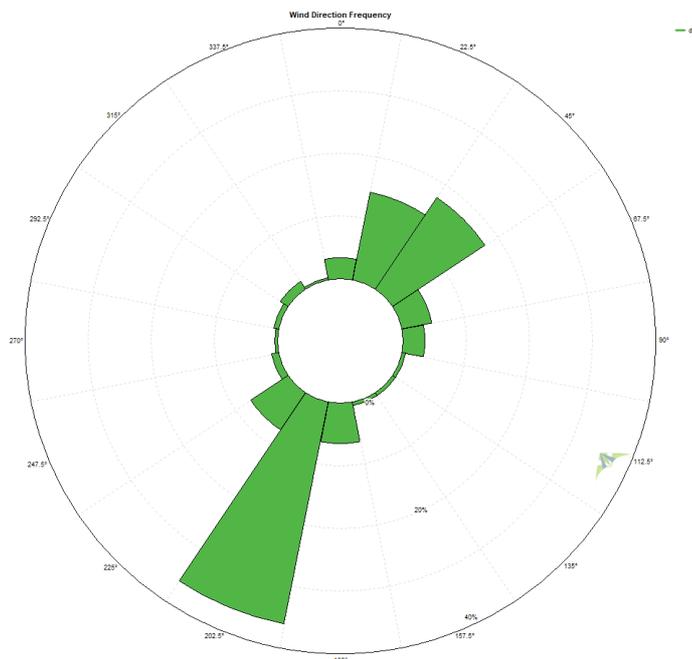


Figura 14 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100m sls per la torre anemometrica virtuale 2

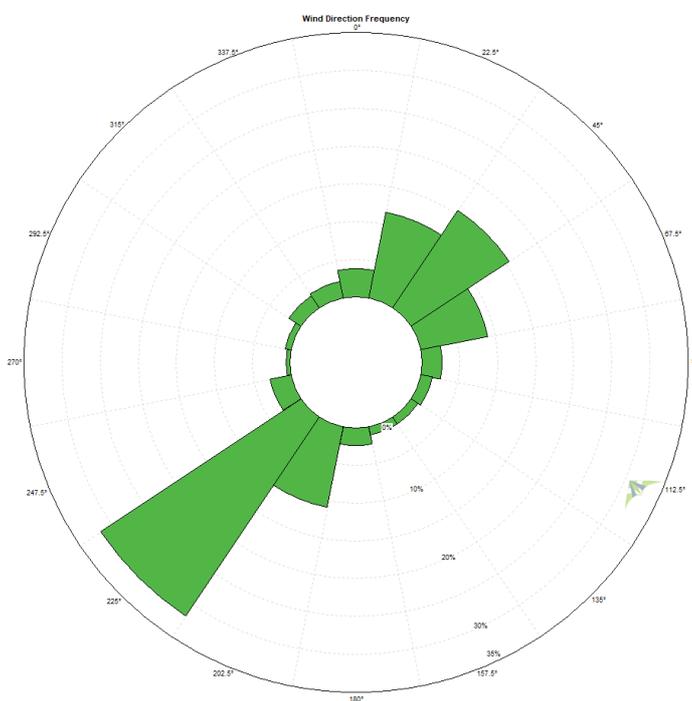


Figura 15 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100m sls per la torre anemometrica virtuale 3.



4 STUDIO ANEMOLOGICO

4.1 METODOLOGIA DI ANALISI CFD CON WINDSIM

Data la particolare morfologia del sito caratterizzata (come descritto nel Capitolo 2) da forti pendenze del terreno e la estrema direzionalità del vento nell'area di progetto (come descritto nel Capitolo 3), per poter calcolare correttamente la risorsa eolica in corrispondenza delle singole turbine del layout e quindi procedere alla stima di produzione energetica attesa si è elaborato un modello Fluido-Dinamico Computazionale (CFD) che risolve le equazioni di Navier-Stokes agli elementi finiti e che meglio si presta ad analisi per aree con elevata complessità orografica. La Fluidodinamica Computazionale (CFD) non linearizza infatti la complessa serie di equazioni differenziali delle leggi che governano numericamente la dinamica dei fluidi, quindi non introduce alcuna semplificazione o approssimazione (la qual cosa è invece fatta da altri modelli come quelli basati su Wasp ed utilizzata da software commerciali come WindPro): la soluzione viene cercata tramite procedimenti iterativi, dividendo il dominio geometrico tridimensionale in piccoli volumi comunemente noti come mesh, sino ad arrivare alla convergenza di tutto il modello.

Il modello CFD è stato implementato attraverso l'utilizzo del software commerciale WindSim. La caratteristica del software WindSim (al pari degli altri software commerciali CFD come il principale concorrente Meteodyn) risiede nel poter simulare anche zone di ricircolo e di distacco della vena fluida dovuti ad esempio a forti variazioni della pendenza del suolo (che abbiamo visto essere presenti in alcune aree prossime al sito di Firenzuola) e che risultano impossibili da analizzarsi dai modelli non-CFD.

In pratica, una volta dati in input il modello orografico digitale del terreno (unitamente alle informazioni sulla rugosità del suolo), le varie climatology e le caratteristiche delle turbine installate, il software calcola in output la mappa della risorsa eolica alla quota di hub delle turbine e fornisce la cosiddetta "producibilità" ovvero la produzione media annua di lungo periodo attesa per il parco eolico discretizzata per i settori nei quali risulta essere stata suddivisa la rosa dei venti. La produzione media annua di lungo periodo viene espressa per ciascuna turbina come Gross Energy ed Ideal Energy vale a dire al lordo ed al netto delle sole perdite per scia, sia interne al parco che esterne allo stesso. La Ideal Energy non tiene conto delle perdite tecniche, ma solo di quelle per scia. Computando anche le perdite tecniche si perviene a quella produzione comunemente nota come Net Energy o producibilità P50.

4.2 LA METODOLOGIA DI NESTING

È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento unitamente alle informazioni circa la rugosità superficiale del suolo. Il modello digitale è stato utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita tramite il software WindSim. In particolare, si è eseguita, a partire dall'area principale costituita da un dominio quadrato di circa 40 km di lato (centrato sul sito in esame) con grid di 100m la procedura di nesting descritta di seguito. La seguente Tabella 8 riporta le principali caratteristiche di tale dominio iniziale.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	669050	708850	39800	100
Northing (m)	4866350	4905950	39600	100
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100	100	Variable	-
Number of cells	398	396	60	9456480

Tabella 8 – Caratteristiche del dominio iniziale utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z32



A partire da tale dominio iniziale si è operato un nesting per ottenere un dominio ristretto (sempre ovviamente centrato sul sito in esame) di 16 km di lato con grid spacing di 40m le cui principali caratteristiche sono riassunte nella seguente Tabella 9.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	681020	696900	15880	40
Northing (m)	4878020	4893980	15960	40

	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	40	40	Variable	-
Number of cells	397	399	60	9504180

Tabella 9 – Caratteristiche del primo dominio di nesting utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z32

4.3 LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT

4.3.1 L'anemometro di riferimento

Come riportato nel Capitolo 3, come anemometri di riferimento si sono considerati i tre anemometri virtuali corrispondenti ai tre punti Vortex acquistati.

4.3.2 Il Wind Shear

Poiché su espressa richiesta del Cliente, l'hub da considerarsi è pari a 150m si è lasciato il compito al software WindSim di calcolare il wind shear più opportuno per poter estendere il dato di vento a 100m degli anemometri virtuali alla effettiva quota di hub.

4.3.3 La Rosa dei Venti

Per uniformarci ai dati Vortex acquistati e comunque anche in considerazione della estrema direzionalità del vento presso il sito in esame si ritiene opportuno utilizzare una discretizzazione della rosa dei venti in 16 settori piuttosto che in quella comunemente utilizzata di 12 settori.

4.3.4 I Dati di Input

Si riporta nelle successive Tabella 10, 11 e 12 le tre distinte climatology in input utilizzate per l'elaborazione software con WindSim sulla base delle considerazioni fin qui svolte.



site name	Vortex1_run100_LT							
filename	Vortex1_run100_LT							
measurement period	01/01/2023 00:10 - 01/01/2024 00:10						# records = 52560	
position	x = 688468.0			y = 4889437.0			z (agl) = 100.0	
Weibull param	k = 1.48			A = 6.41			average = 5.67	
.	1	2	3	4	5	6	7	8
k	1.46	1.3	1.44	1.87	1.53	2.4	1.38	1.67
A	5.32	5.58	6.98	3.83	1.4	0.63	1.04	2.25
freq	4.1	14.2	14	5	1.6	1	1.1	1.5
mean	4.76	5.11	6.3	3.39	1.26	0.54	0.88	1.87
.	9	10	11	12	13	14	15	16
k	1.42	1.32	2.14	1.12	1.25	1.97	1.16	1.19
A	3.72	6.66	8.17	2.91	2.04	1.62	6.51	6.05
freq	3.3	9.8	36	3.6	0.7	0.7	1.5	1.9
mean	3.24	6.1	7.21	2.87	1.86	1.39	6.6	5.73

Tabella 10 – La climatology 1 in input al software WindSim per la simulazione del campo di vento

site name	Vortex2_run100_LT							
filename	Vortex2_run100_LT							
measurement period	01/01/2023 00:10 - 01/01/2024 00:10						# records = 52560	
position	x = 693248.0			y = 4885089.0			z (agl) = 100.0	
Weibull param	k = 1.62			A = 7.38			average = 6.61	
.	1	2	3	4	5	6	7	8
k	1.44	2.27	2.03	1.71	2.06	1.22	1.12	1.13
A	4.21	6.79	5.88	4.36	5.21	3.28	3.06	3.09
freq	3.4	14.3	17.7	4.9	3.5	0.6	0.6	0.6
mean	3.79	6	5.19	3.97	4.6	3.28	3.25	3.25
.	9	10	11	12	13	14	15	16
k	2.05	1.87	2.24	1.86	1.64	1.65	1.1	1.6
A	7.49	9.51	10.37	2.45	1.71	4.32	4.19	3.7
freq	6.6	36.2	7.1	1.2	0.5	0.8	1.5	0.4
mean	6.61	8.43	9.25	2.14	1.45	3.95	4.25	3.69

Tabella 11 – La climatology 2 in input al software WindSim per la simulazione del campo di vento



site name	Vortex3_run100_LT							
filename	Vortex3_run100_LT							
measurement period	01/01/2023 00:10 - 01/01/2024 00:10						# records = 52560	
position	x = 689274.0			y = 4892221.0			z (agl) = 100.0	
Weibull param	k = 1.71		A = 7.45		average = 6.59			
.	1	2	3	4	5	6	7	8
k	1.64	2.27	1.92	2.63	1.73	1.86	2.18	2.4
A	6.47	8.23	7.97	4.81	2.01	1.75	1.88	2.57
freq	3.8	11.6	15.6	9	2.7	1.5	1.1	1.1
mean	5.85	7.3	7.06	4.24	1.74	1.57	1.64	2.28
.	9	10	11	12	13	14	15	16
k	1.25	1.67	2.09	1.32	1.75	1.49	2.03	2.29
A	3.9	8.27	9.19	4.68	2.83	2.89	8.25	7.58
freq	2.3	10.9	31.8	2.9	0.6	0.9	1.9	2.2
mean	3.68	7.42	8.13	4.31	2.64	2.51	6.98	6.54

Tabella 12 – La climatology 3 in input al software WindSim per la simulazione del campo di vento

4.4 LA MAPPA ISOVENTO

Viene riportata nella successiva Figura 16 la mappa isovento alla quota prevista di hub di 150m sls così come calcolata dal software WindSim a seguito della simulazione condotta sulla base dei dati di input precedentemente analizzati.

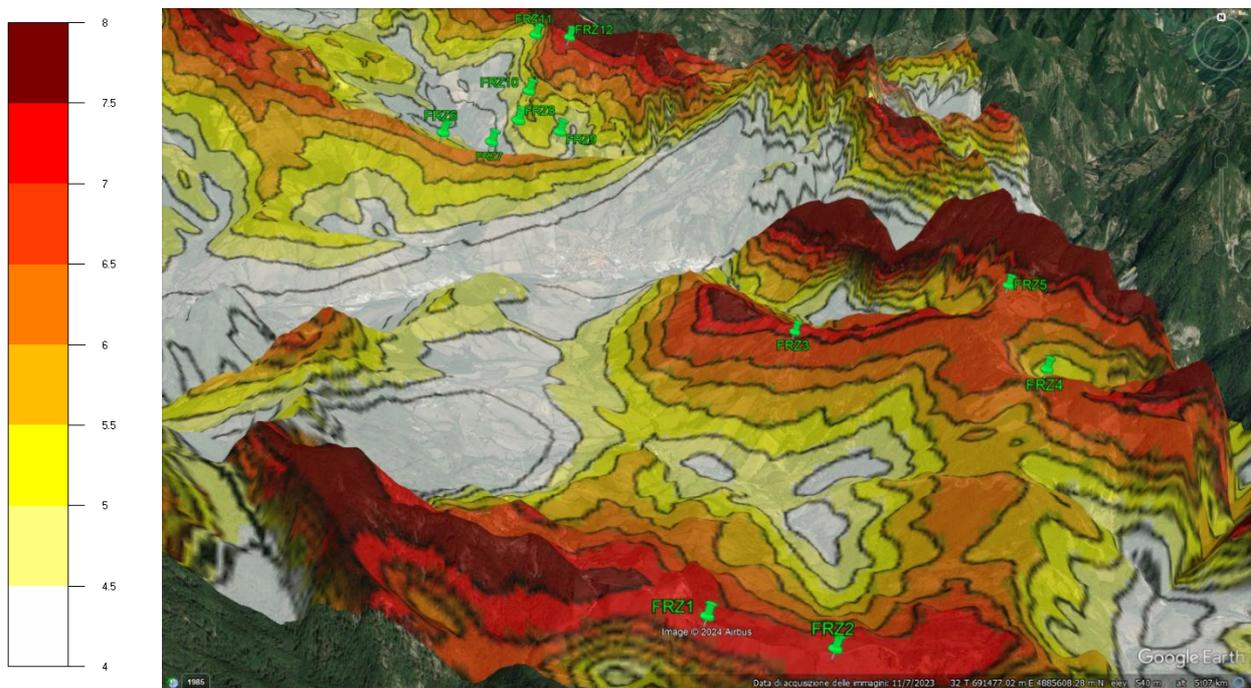


Figura 10 – La mappa isovento a 150m sls calcolata dal software WindSim



5 PRODUCIBILITÀ ATTESA

Sulla base delle risultanze esposte nei precedenti Capitoli si è proceduto tramite il software WindSim al calcolo della cosiddetta “producibilità” ovvero la stima della produzione media annua di lungo periodo attesa per il progetto eolico Firenzuola nella configurazione di impianto costituita da 12 WTG V163 hub 150m riportata nella successiva Tabella 13.

Vortex point	name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed without wake (m/s)	power density (W/m**2)	gross AEP (MWh/y)	wind speed with wake (m/s)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)
2	FRZ1	4500	150	1.127	7.2	536	16786	7.1	16492	1.7
2	FRZ2	4500	150	1.129	7.3	550	17405	7.3	17294	0.6
2	FRZ3	4500	150	1.135	6.8	522	15142	6.7	14865	1.8
2	FRZ4	4500	150	1.126	6.9	409	16757	6.8	16592	1.0
2	FRZ5	4500	150	1.122	6.6	415	14968	6.5	14622	2.3
1	FRZ6	4500	150	1.135	5.8	333	13212	5.7	12607	4.6
1	FRZ7	4500	150	1.139	5.9	381	13310	5.8	12786	3.9
1	FRZ8	4500	150	1.142	5.0	270	9759	4.8	9128	6.5
1	FRZ9	4500	150	1.147	5.1	246	10423	4.9	9612	7.8
1	FRZ10	4500	150	1.133	5.3	286	11029	5.2	10524	4.6
3	FRZ11	4500	150	1.117	5.4	274	11867	5.3	11806	0.5
3	FRZ12	4500	150	1.117	7.2	499	17322	7.0	16871	2.6
	All	54000	-	-	-	-	167978	-	163198	2.8
	Mean	-	150	1.131	6.2	393	-	6.1	-	-

Tabella 13 – Stime di producibilità ideale per il parco eolico di Firenzuola con la Vestas V163 hub150m

Come detto nel corso del Capitolo 3 la producibilità ideale “Ideal Energy” della precedente Tabella 13 non tiene conto delle perdite tecniche, ma solo di quelle per scia. Orbene, nella successiva Tabella 14 sono riepilogate le perdite tecniche di impianto che vengono adottate per i calcoli di produzione.

Categoria	Valore
Turbine availability losses	3,00%
Electrical Transmission Losses	2,00%
Performance Losses	1,50%
BOP Losses	0,50%
Perdite Tecniche Totali	6,83%

Tabella 14 – Stime delle perdite tecniche per il sito di Firenzuola

Computando alle “Ideal Energy” di Tabella 13 le perdite tecniche riportate in Tabella 14 si perviene a quella producibilità comunemente nota come “Net Energy” detta anche producibilità P50 riportata nella successiva Tabella 15.



Vortex point	name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed with wake (m/s)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)	Technical losses (%)	P50 (MWh/y)	net load hours (h)
								6.83		
2	FRZ1	4500	150	1.127	7.1	16492	1.7		15366	3415
2	FRZ2	4500	150	1.129	7.3	17294	0.6		16113	3581
2	FRZ3	4500	150	1.135	6.7	14865	1.8		13849	3078
2	FRZ4	4500	150	1.126	6.8	16592	1.0		15459	3435
2	FRZ5	4500	150	1.122	6.5	14622	2.3		13623	3027
1	FRZ6	4500	150	1.135	5.7	12607	4.6		11745	2610
1	FRZ7	4500	150	1.139	5.8	12786	3.9		11913	2647
1	FRZ8	4500	150	1.142	4.8	9128	6.5		8504	1890
1	FRZ9	4500	150	1.147	4.9	9612	7.8		8956	1990
1	FRZ10	4500	150	1.133	5.2	10524	4.6		9805	2179
3	FRZ11	4500	150	1.117	5.3	11806	0.5		11000	2444
3	FRZ12	4500	150	1.117	7.0	16871	2.6		15718	3493
	All	54000	-	-	-	163198	2.8		152051	2816
	Mean	-	150	1.131	6.1	-	-			-

Tabella 15 – Producibilità netta di impianto P50 per il parco eolico di Firenzuola con la Vestas V163 hub150m

