

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL TERRITORIO COMUNALE DI CAMUGNANO (BO) LOC. TRASSERRA
POTENZA NOMINALE 27 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

ing. Antonella Laura GIORDANO

ing. Francesca SACCAROLA

COLLABORATORI

ing. Giulia MONTRONE

geom. Rosa Contini

dr. Pietro Paolo Lopetuso

STUDI SPECIALISTICI

GEOLOGIA

geol. Matteo DI CARLO

ACUSTICA

ing. Sabrina SCARAMUZZI

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
------	------	-------------



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	9
3.3	LA PROCEDURA DI STORICIZZAZIONE	9
4	STUDIO ANEMOLOGICO	13
4.1	METODOLOGIA DI ANALISI CFD CON WINDSIM	13
4.2	LA METODOLOGIA DI NESTING	13
4.3	LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT	14
4.3.1	<i>L'anemometro di riferimento</i>	14
4.3.2	<i>Il Wind Shear</i>	15
4.3.3	<i>La Rosa dei Venti</i>	15
4.3.4	<i>I Dati di Input</i>	15
4.4	LA MAPPA ISOVENTO	15
5	PRODUCIBILITÀ ATTESA	17



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 Camugnano in un'area collinare collocata a circa 3 km dalla casa Comunale, come raffigurato in Figura 1. L'estensione del sito è di circa 3,6 km lungo la direzione maggiore Est-Ovest e di circa 1,3 km in quella minore Nord-Sud.

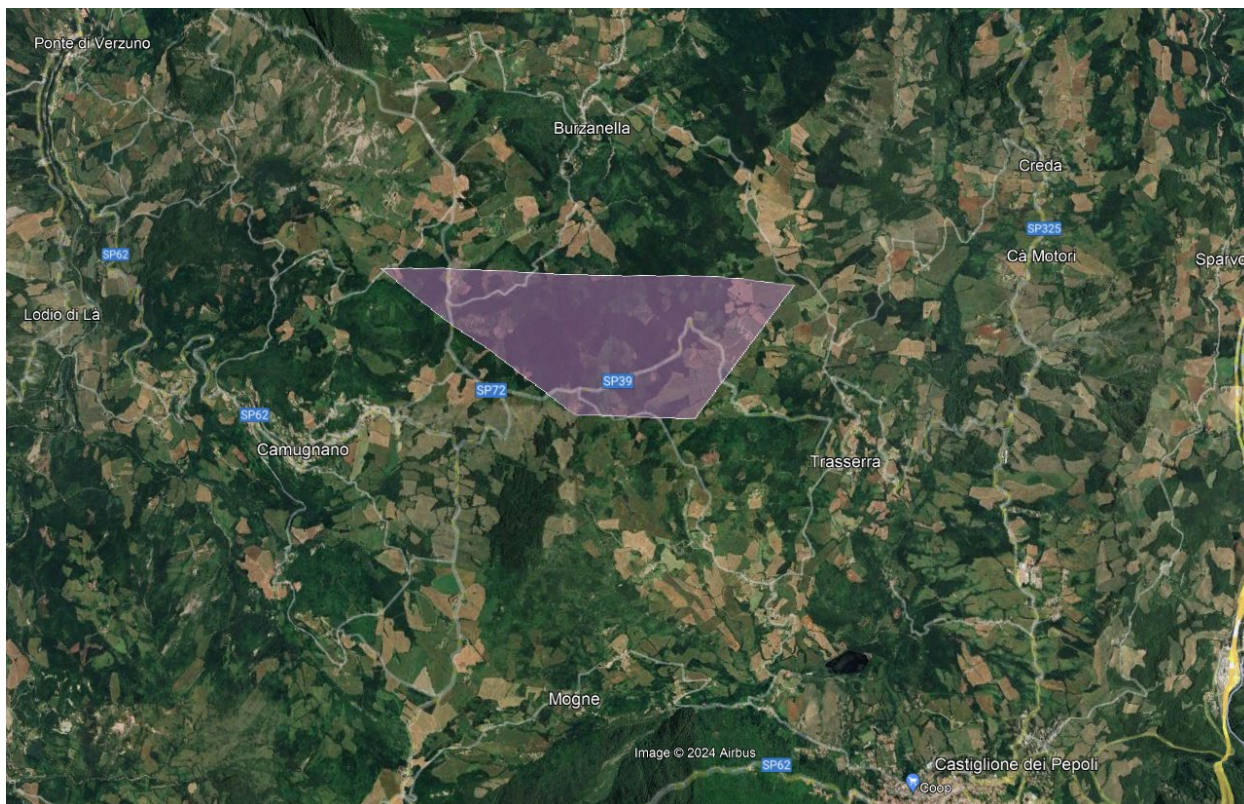


Figure 1 Posizione dell'area del sito eolico (in colore rosa) su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth

Il progetto eolico oggetto del presente studio consta di complessive 6 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.



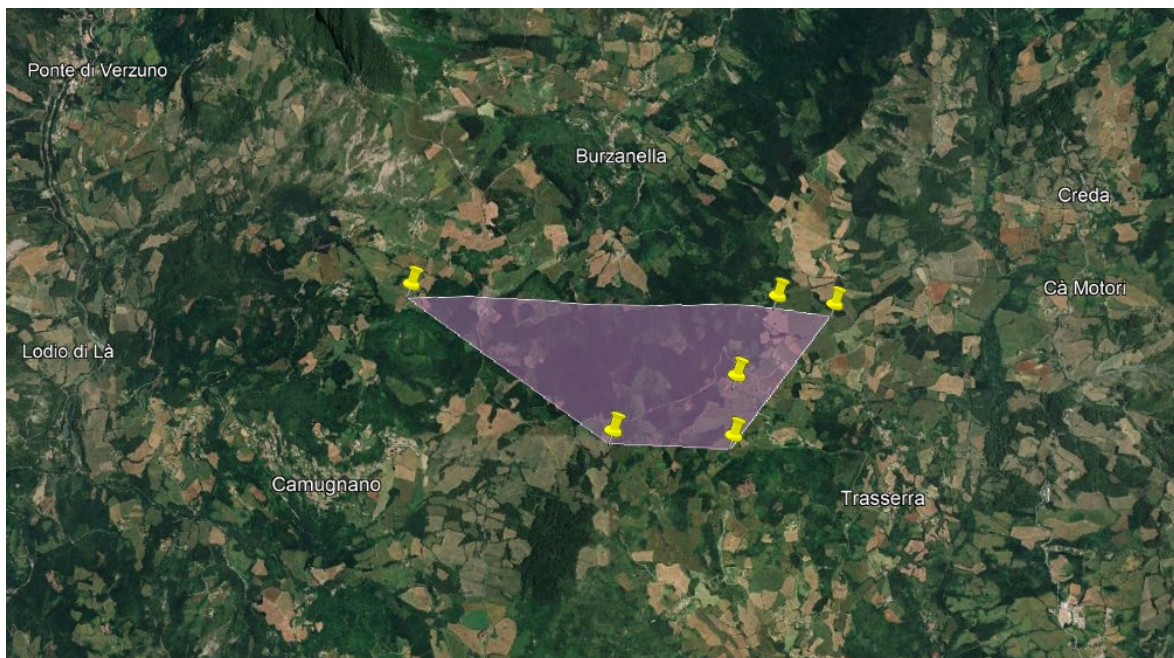


Figura 2 – Layout di impianto del proposto parco eolico su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth (la posizione delle previste turbine è quella dei segnaposti rossi)

Turbine type	Turbine ID.	coordinate system		Altitudine slm
		WGS84, Zone 33		
		x	y	
V163_hub150m	CMG1	667700	4894366	741
V163_hub150m	CMG2	669447	4893167	900
V163_hub150m	CMG3	670428	4893159	835
V163_hub150m	CMG4	670442	4893655	827
V163_hub150m	CMG5	670774	4894346	741
V163_hub150m	CMG6	671277	4894317	661

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 seguente e nella Figura 5 della successiva pagina sono visualizzati rispettivamente il rendering delle 6 turbine previste su modello digitale del terreno e la mappa di inclinazione del terreno che non lascia dubbi circa la complessità orografica del sito, sebbene non particolarmente elevata rispetto ad altri siti dell'appennino tosco-emiliano.

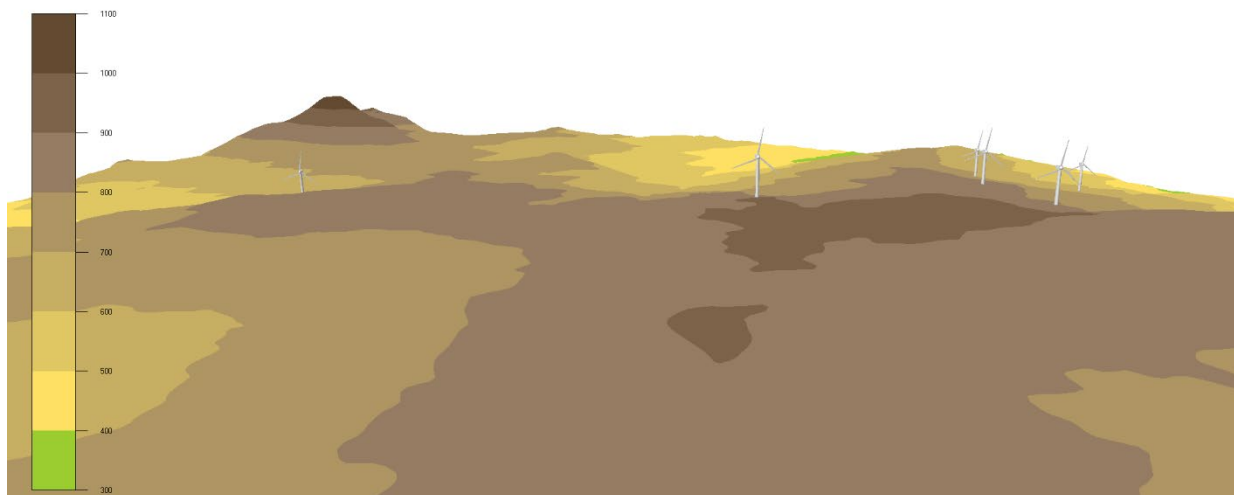


Figura 4 – Estratto del Modello Digitale del Terreno con sovrappreso il render delle 9 turbine previste.

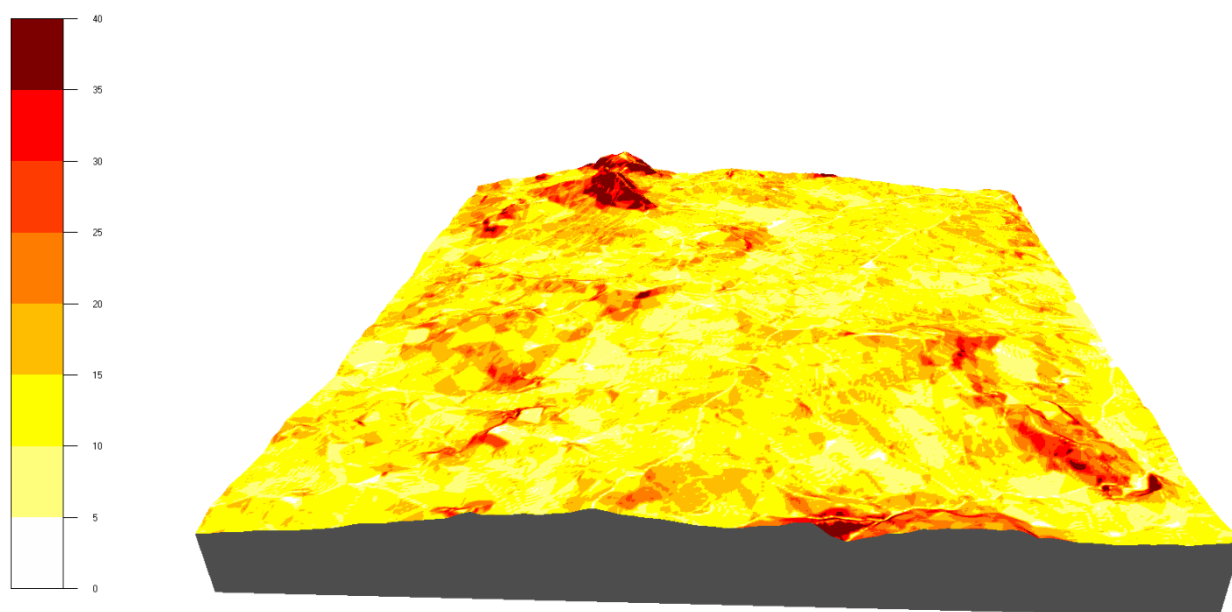


Figura 5 – Mappa dell'inclinazione del terreno per un dominio di 16 km di lato (l'area dell'impianto eolico è quella centrale)

Si osserva dall'esame della Figura 5 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 Nord Ovest ed a Sud-Est 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 Camugnano 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 $1,225 \text{ kg/m}^3$ per il modello di aerogeneratore individuato assieme ai valori del coefficiente di spinta.

Vestas V163 - (1.225 kg/m^3)

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 C_t



3 ANEMOMETRIA

3.1 L'ANEMOMETRO VIRTUALE

Per il sito in esame la proponente ha acquistato i dati anemometrici dalla piattaforma web Vortex per il punto geografico (che d'ora in avanti verrà assunto come punto dell'anemometro virtuale) 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 nella successiva Figura 6.

Codice Torre	x	y	z	measurement	period	duration
Vortex	668992	4893305	864	100m	01/11/2022 - 01/11/2023	1 year

Tabella 3 – Caratteristiche del punto della torre anemometrica virtuale utilizzata per il presente studio ed i cui dati anemometrici sono stati acquistati sulla piattaforma web Vortex– coordinate in WGS84 z33



punto 1
Run 710769 at 100.0 m

Report 253387
January 31, 2024

POINT 1
(44.173398, 11.113964, 100.0 m)

Mean Wind Speed (m/s)	Weibull A	Weibull k	Temperature (°C)	Density (kg/m³)
6.9	7.6	1.6	11.3	1.109

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	40.0	42.4	26.6	8.5	8.3	0.0	0.0	0.0	11.1	7.0	23.5	45.4	20.9	16.1	15.4	35.3	3.4
1-2	97.8	123.8	74.7	24.8	17.4	0.0	0.0	0.0	17.9	26.6	77.7	69.6	52.3	22.5	16.2	43.9	7.6
2-3	129.4	196.0	101.1	31.9	20.9	0.0	0.0	0.0	19.7	31.3	116.1	67.1	41.5	20.4	17.1	40.0	9.5
3-4	119.3	204.0	118.6	32.1	13.2	0.0	0.0	0.0	25.1	42.8	158.6	50.4	21.0	17.0	13.8	27.7	9.6
4-5	100.6	233.5	137.7	32.9	8.4	0.0	0.0	0.0	26.6	51.3	193.2	30.3	6.4	9.8	14.8	22.4	9.9
5-6	61.7	229.0	122.8	26.5	3.0	0.0	0.0	0.0	21.0	56.9	223.9	17.4	1.1	7.0	14.8	16.6	9.2
6-7	51.3	206.1	112.2	18.9	1.0	0.0	0.0	0.0	22.3	68.1	238.4	10.1	0.0	3.0	16.6	15.5	8.7
7-8	33.2	168.3	97.7	13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	17.8	73.6	232.4	5.0	0.0	1.6	15.5	12.6	7.7
8-9	14.9	129.4	76.0	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	78.8	230.2	2.3	0.0	0.0	12.9	9.2	6.6
9-10	7.9	92.4	64.7	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	14.1	81.0	205.7	1.1	0.0	0.0	9.4	7.2	5.6
10-11	3.1	57.7	52.1	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	76.2	180.5	0.0	0.0	0.0	10.3	5.4	4.6
11-12	1.6	45.5	37.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.6	74.0	163.5	0.0	0.0	0.0	7.8	2.1	4.0
12-13	0.0	26.5	29.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.6	65.1	127.9	0.0	0.0	0.0	4.4	1.5	3.0
13-14	0.0	15.4	23.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	63.5	111.9	0.0	0.0	0.0	3.4	1.0	2.6
14-15	0.0	11.6	14.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	51.9	87.8	0.0	0.0	0.0	2.7	0.7	2.0
15-16	0.0	9.8	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	45.4	67.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	1.6
16-17	0.0	5.9	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	43.6	50.4	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	1.3
17-18	0.0	2.0	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	33.0	39.2	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.9
18-19	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	25.6	29.2	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.7
19-20	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	18.9	20.6	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.5
20-21	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	11.2	17.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	14.7	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	6.9	8.4	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	5.9	5.1	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	5.2	3.1	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	2.4	2.3	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	1.2	0.8	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	1.6	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
%	7.5	20.5	12.7	2.3	0.8	0.0	0.0	0.0	2.9	12.1	30.0	3.4	1.6	1.1	2.1	2.8	



Figura 6 – Dati Vortex del punto della torre anemometrica virtuale



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 visualizzata nella successiva Figura 7.

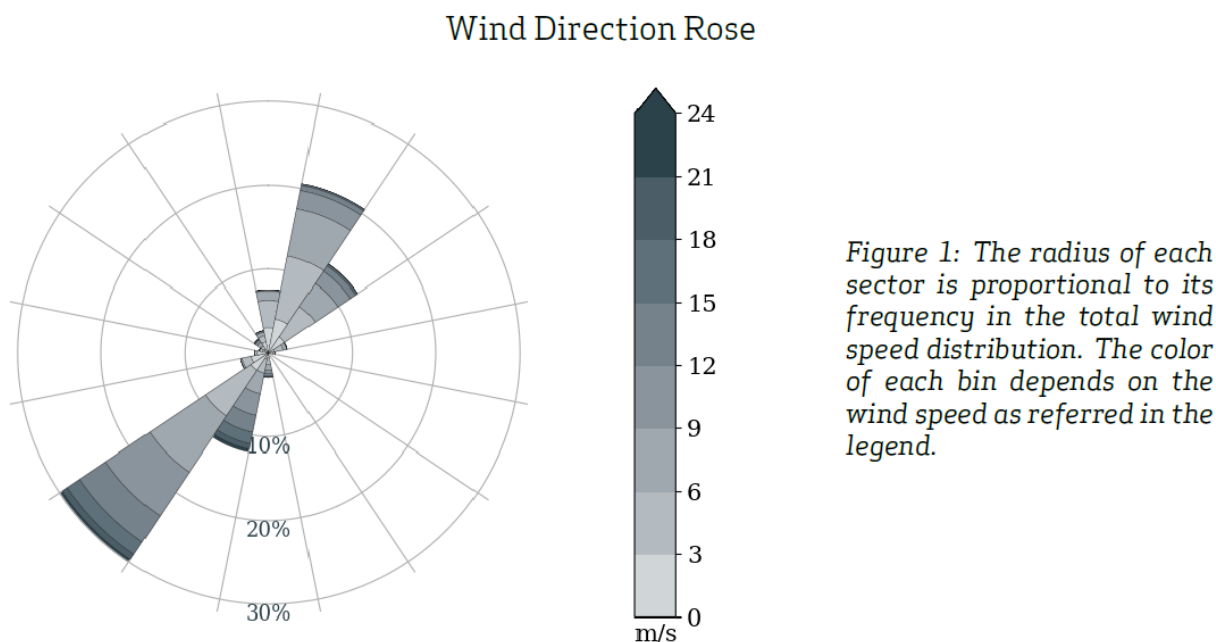


Figura 7 – La rosa dei venti per il punto della torre anemometrica virtuale così come desunta dai dati Vortex

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 nella precedente Figura 6 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 del punto della torre anemometrica virtuale (così come definita 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 – 01/11/2023. 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 risultati della storicizzazione 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 risultati analisi anemometrica della torre virtuale dopo 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 6 con i dataset contemporanei nella disponibilità dell'Autore si perviene ad valore medio della velocità di lungo periodo attesa per il punto della torre anemometrica virtuale di 6.64 m/s e quindi ben inferiore del valore di 6.9 m/s dell'anno di riferimento così come indicato nei dati Vortex riportati in Figura 6.

Nella successiva Tabella 5 vengono riportati i principali parametri del punto della torre anemometrica virtuale dopo la procedura di storicizzazione.

Variable	Vortex 100 m
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	6.636
MoMM wind speed (m/s)	6.636
Median wind speed (m/s)	5.717
Min wind speed (m/s)	0.002
Max wind speed (m/s)	38.754
CRMC wind speed (m/s)	9.212
Weibull k	1.528



Weibull c (m/s)	7.377
Mean power density (W/m ²)	477
MoMM power density (W/m ²)	477
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	4181
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	4181
Energy pattern factor	2.675
Frequency of calms (%)	0.00
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 dopo la procedura di storicizzazione.

Si riportano, inoltre, nelle successive Figure 8 e 9 le rose dei venti in frequenza ed in energia ottenute per il punto della torre anemometrica virtuale dopo la procedura di storicizzazione. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata conformemente ai dati Vortex in 16 settori.

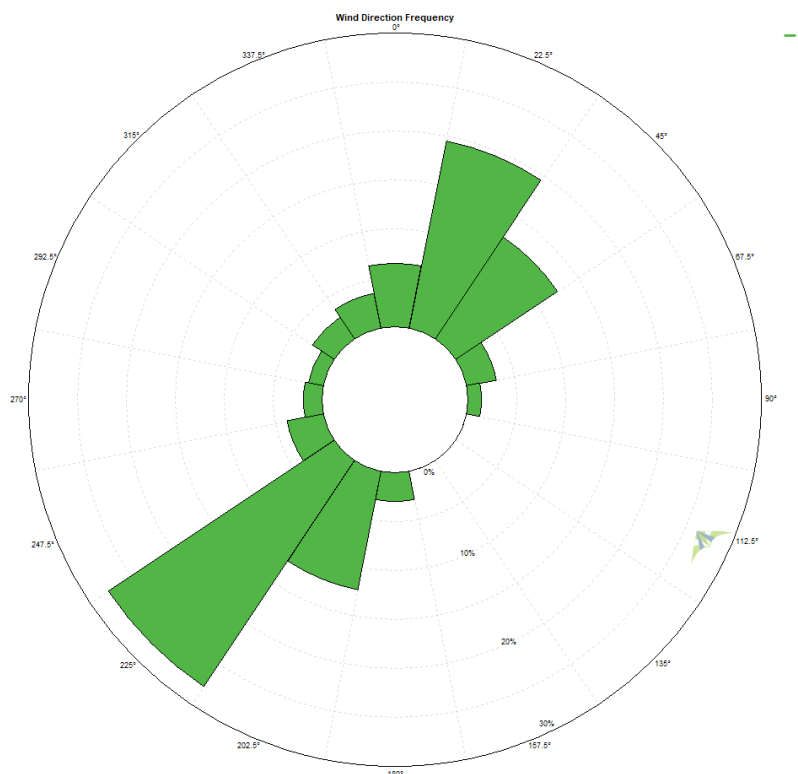


Figura 8 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100m slm per la torre anemometrica virtuale.

Si osserva dall'esame della Figura 8 come non ci sia una sostanziale differenza con la rosa dei venti in frequenza di Figura 7 valida per l'anno di riferimento.

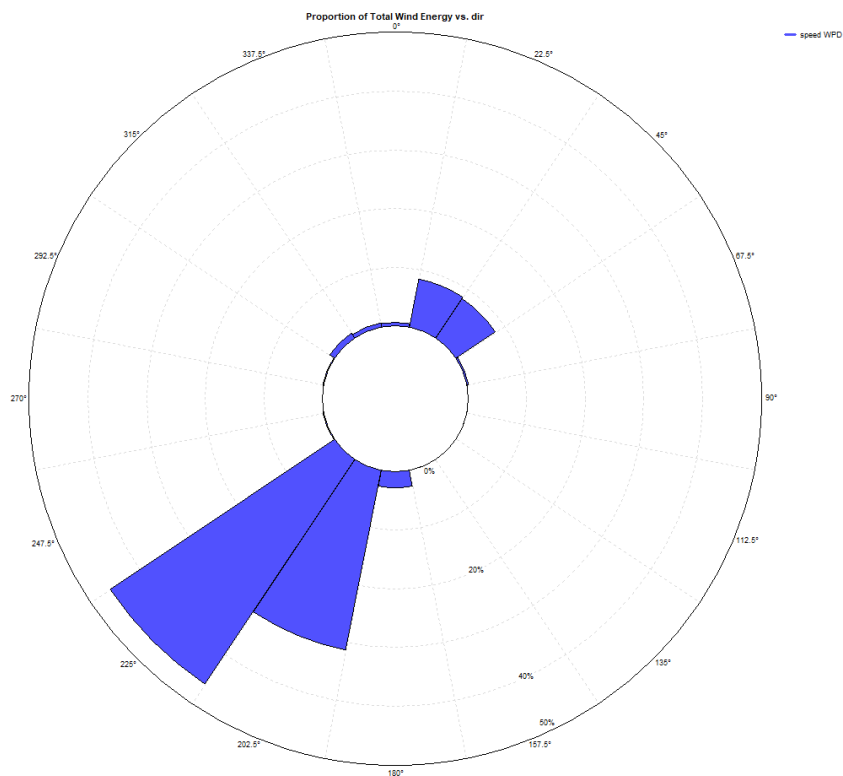


Figura 9 – Rosa dei venti in energia di lungo periodo a 100m di quota slm per la torre anemometrica virtuale.

Si osserva dall'esame della Figura 9 come in termini energetici il contributo dei venti dal settore settentrionale sia molto modesto rispetto a quelli dal settore meridionale.

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 Fluido-Dinamica 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 Camugnano) e che risultano impossibili da analizzare 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 6 riporta le principali caratteristiche di tale dominio iniziale.



	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	650050	689750	39700	100
Northing (m)	4873450	4912950	39500	100
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100	100	Variable	-
Number of cells	397	395	60	9408900

Tabella 5 – Caratteristiche del dominio iniziale utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z32.

A partire da tale dominio iniziale si è operato un primo 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 7.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	662020	677820	15800	40
Northing (m)	4885100	4900980	15880	40
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	40	40	Variable	-
Number of cells	395	397	60	9408900

Tabella 6 – Caratteristiche del dominio di nesting utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z32.

Successivamente, a partire da tale primo dominio di nesting si è operato un secondo nesting per ottenere un dominio ancora più ristretto e dettagliato (sempre ovviamente centrato sul sito in esame) di 8 km di lato con grid spacing di 20m le cui principali caratteristiche sono riassunte nella seguente Tabella 8.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	665010	672790	7780	20
Northing (m)	4890150	4897990	7840	20
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	20	20	Variable	-
Number of cells	389	392	60	9149280

Tabella 8 – Caratteristiche del secondo 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 anemometro di riferimento si è preso l'anemometro virtuale in corrispondenza del punto Vortex.



4.3.2 Il Wind Shear

Poiché 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 dell'anemometro virtuale 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 nella successiva Tabella 9 la climatology in input utilizzata sulla base delle considerazioni fin qui svolte.

site name		Vortex punto 1 LT							
filename		Vortex 100m							
measurement period	01/01/2023 00:10 - 01/01/2024 00:10							# records = 52560	
position	x = 668992.0				y = 4893305.0				z (agl) = 100.0
Weibull param.,	k = 1.51				A = 7.34				average = 6.64
Climatology characteristics, including Weibull (k,A) and average wind speed (m/s) of all sectors.									
.	1	2	3	4	5	6	7	8	
k	1.87	2.01	1.87	2.07	2.79	-	-	-	
A	3.76	6.36	7.1	4.18	3.2	-	-	-	
freq	6.5	19.5	12.5	3.1	1.4	0	0	0	
mean	3.34	5.58	6.24	3.67	2.74	0	0	0	
.	9	10	11	12	13	14	15	16	
k	2.15	2.18	2.01	1.73	1.84	2.05	1.32	1.41	
A	8.42	11.72	9.95	2.83	2.5	3.89	4.93	4.22	
freq	3	12.4	27.8	3.9	2	1.6	2.7	3.7	
mean	7.3	10.37	8.77	2.47	2.3	3.36	4.49	3.82	
Weibull (k,A), frequency (% related to all sectors) and average wind speed (m/s) versus sector.									

Tabella 9 – La climatology in input al software WindSim per la simulazione del campo di vento

4.4 LA MAPPA ISOVENTO

Viene riportata nella successiva Figura 10 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.



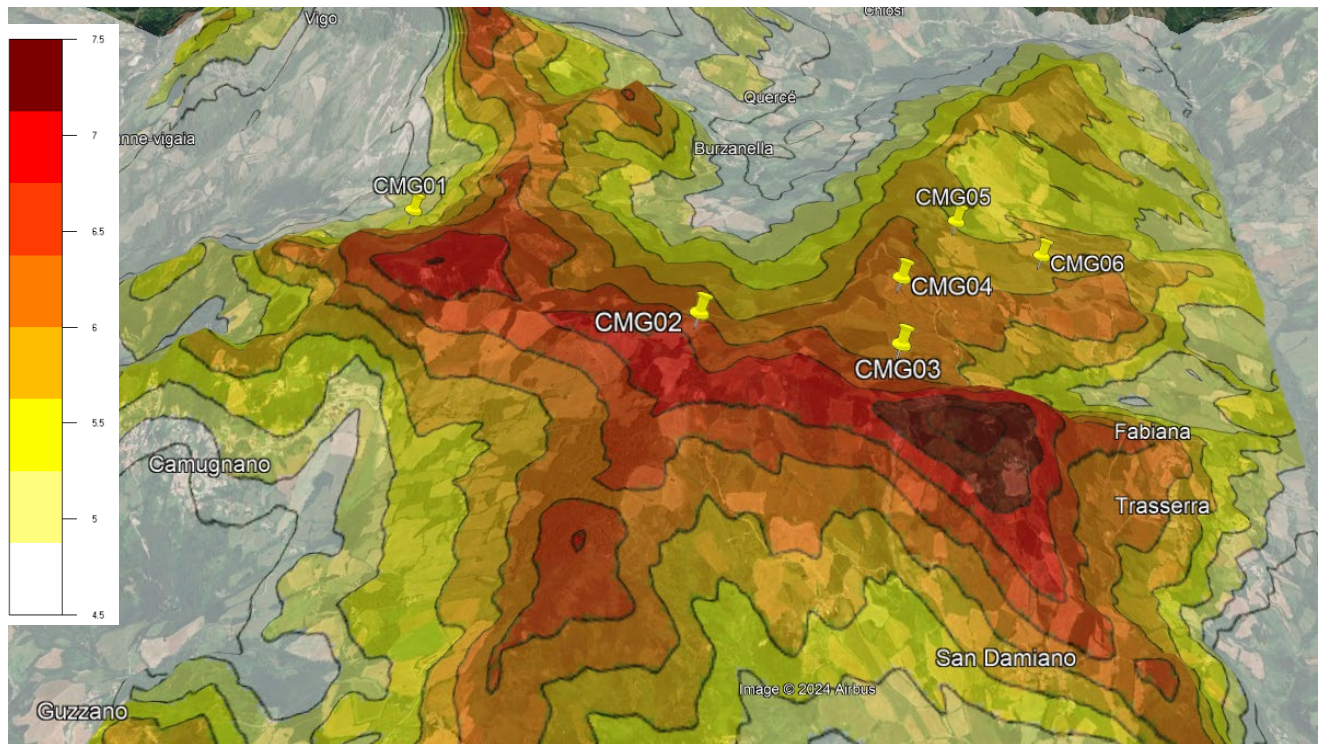


Figura 10 – La mappa isovento a 150m sls calcolata dal software WindSim

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 Camugnano nella configurazione di impianto costituita da 6 WTG V163 hub 150m riportata nella successiva Tabella 10.

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)	AEP with wake losses (MWh/y)	wind speed with wake (m/s)	wake loss (%)
CMG1	4500	150	1.114	5.41	261	11371	11368	5.41	0.02
CMG2	4500	150	1.097	6.71	447	15318	15090	6.66	1.48
CMG3	4500	150	1.104	6.38	397	14348	13463	6.17	6.17
CMG4	4500	150	1.105	6.22	354	14015	12736	5.96	9.13
CMG5	4500	150	1.114	5.84	280	12957	11964	5.62	7.66
CMG6	4500	150	1.123	5.54	315	11740	11216	5.41	4.47
All	27000	-	-	-	-	79748	75836		4.91
Mean	-	-	1.110	6.02	342	-	-	5.87	-

Tabella 10 – Stime di producibilità ideale per il parco eolico di Camugnano con la Vestas V163 hub150m

Come detto nel corso del Capitolo 3 la producibilità ideale “Ideal Energy” della precedente Tabella 10 non tiene conto delle perdite tecniche, ma solo di quelle per scia. Orbene, nella successiva Tabella 11 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 11 – Stime delle perdite tecniche per il sito di Camugnano

Computando alle “Ideal Energy” di Tabella 10 le perdite tecniche riportate in Tabella 11 si perviene a quella producibilità comunemente nota come “Net Energy” detta anche producibilità P50 riportata nella successiva Tabella 12.



name	power (kW)	hub height (m)	wind speed without wake (m/s)	gross AEP (MWh/y)	AEP with wake losses (MWh/y)	wind speed with wake (m/s)	wake loss (%)	Technical losses (%)	P50 (MWh/y)	H50 (h)
								6.83		
CMG1	4500	150	5.41	11371	11368	5.41	0.02		10592	2354
CMG2	4500	150	6.71	15318	15090	6.66	1.48		14060	3124
CMG3	4500	150	6.38	14348	13463	6.17	6.17		12543	2787
CMG4	4500	150	6.22	14015	12736	5.96	9.13		11866	2637
CMG5	4500	150	5.84	12957	11964	5.62	7.66		11147	2477
CMG6	4500	150	5.54	11740	11216	5.41	4.47		10450	2322
All	27000	-	-	79748	75836		4.91		70656	2617
Mean	-	-	6.02	-	-	5.87	-			

Tabella 12 – Producibilità netta di impianto P50 per il parco eolico di Camugnano con la Vestas V163 hub150m

