

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA
MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO NEI TERRITORI COMUNALI DI CUPELLO,
FURCI, MONTEODORISIO, SCERNI, GISSI E ATESSA(CH) LOC. COLLECHIESI
POTENZA NOMINALE 99,4 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

ing. Antonella Laura GIORDANO

ing. Francesca SACCAROLA

COLLABORATORI

geom. Rosa CONTINI

ing. Giulia MONTRONE

STUDI SPECIALISTICI

GEOLOGIA

geol. Matteo DI CARLO

ACUSTICA

ing. Antonio FALCONE

STUDIO FAUNISTICO

dott. nat. Fabio MASTROPASQUA

STUDIO PEDO-AGRONOMICO

dr. Gianfranco GIUFFRIDA

ARCHEOLOGIA

ARS s.r.l.

dott.ssa archeol. Martina Di Carlo dr. archeol. Gabriele MONASTERO

INTERVENTI DI COMPENSAZIONE E VALORIZZAZIONE

arch. Gaetano FORNARELLI

arch. Andrea GIUFFRIDA

SIA.ES. STUDI SPECIALISTICI

REV.	DATA	DESCRIZIONE
------	------	-------------

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



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	7
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	12
4.1	METODOLOGIA DI ANALISI CFD CON WINDSIM	12
4.2	LA METODOLOGIA DI NESTING	12
4.3	LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT	13
4.3.1	<i>L'anemometro di riferimento</i>	13
4.3.2	<i>Il Wind Shear</i>	13
4.3.3	<i>La Rosa dei Venti</i>	13
4.3.4	<i>I Dati di Input</i>	13
4.4	LA MAPPA ISOVENTO	14
5	PRODUCIBILITÀ ATTESA	15



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 prossimità della Zona Industriale "Val Sinello" estesa tra i Comuni di Furci, Gissi, Atesa, Scerni, Monteodorisio e Cupello in Provincia di Chieti - Regione Abruzzo (a circa 15 km dal confine regionale con il Molise) in un'area collinare collocata a circa 35 km dalla Maiella ed a circa 10 km dal Mare Adriatico, come raffigurato in Figura 1. L'estensione del sito è di circa 10 km lungo la direzione NW-SE e di circa 5 km in quella SW-NE.

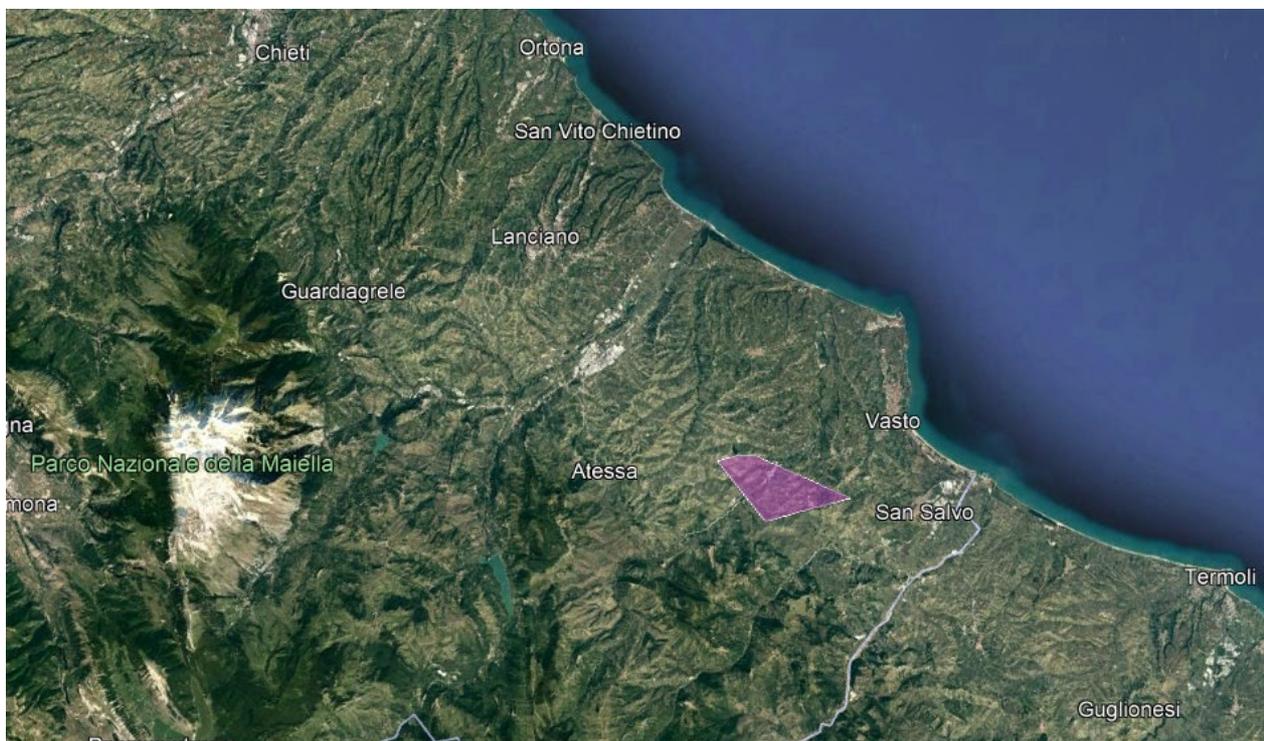


Figure 1 Posizione dell'area del sito eolico (in colore rosa) su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth

Il progetto eolico oggetto del presente studio consta di complessive 9 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.



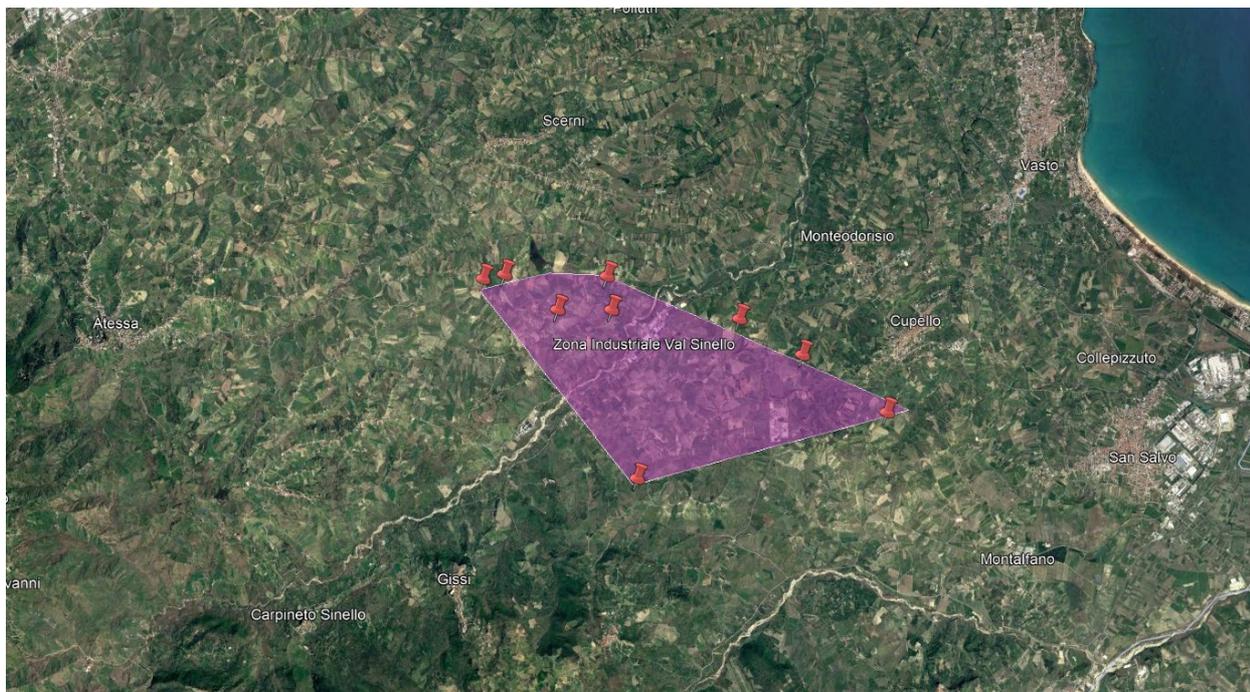
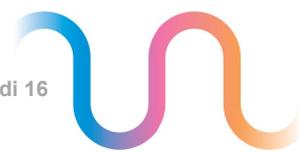


Figura 2 – Layout di impianto del proposto parco eolico su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth (la posizione delle previste turbine è quella dei segnaposti rossi)

Turbine type	Turbine ID.	coordinate system		Altitudine slm
		WGS84, Zone 33		
		x	y	
V163_hub150m	Ate1	462836	4658581	237
V163_hub150m	Gis1	463328	4658677	266
V163_hub150m	Sce1	465766	4657861	188
V163_hub150m	Sce2	465667	4658633	203
V163_hub150m	Sce3	464535	4657867	221
V163_hub150m	Mod1	468686	4657640	216
V163_hub150m	Cup1	470119	4656808	235
V163_hub150m	Cup2	472019	4655484	288
V163_hub150m	Fur1	466334	4654002	301

Tabella 1 – Denominazione, tipologia, coordinate in WGS84 z33 e quota altimetrica della base delle torri per le 9 turbine previste del progetto eolico di Furci

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.



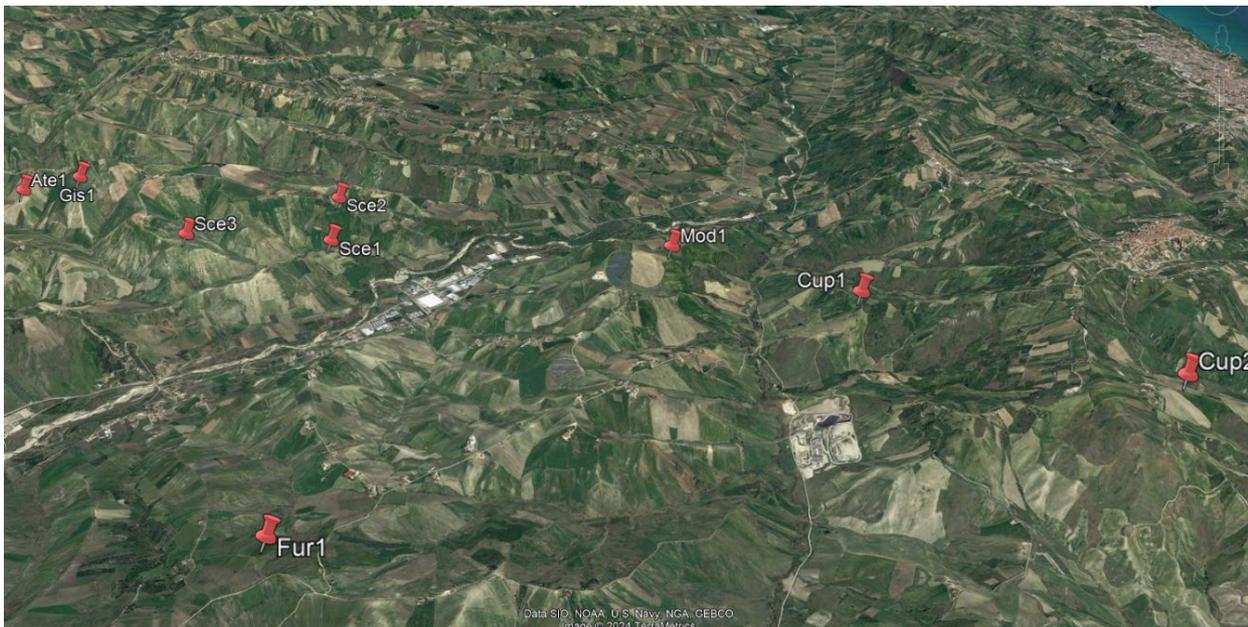


Figura 3 – Rappresentazione prospettica da Sud verso Nord del layout di impianto su planimetria di Google Earth con indicazione dei nomi delle turbine previste

Nella Figura 4 seguente e nella Figura 5 della successiva pagina sono visualizzati rispettivamente il rendering delle 9 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 abruzzesi.

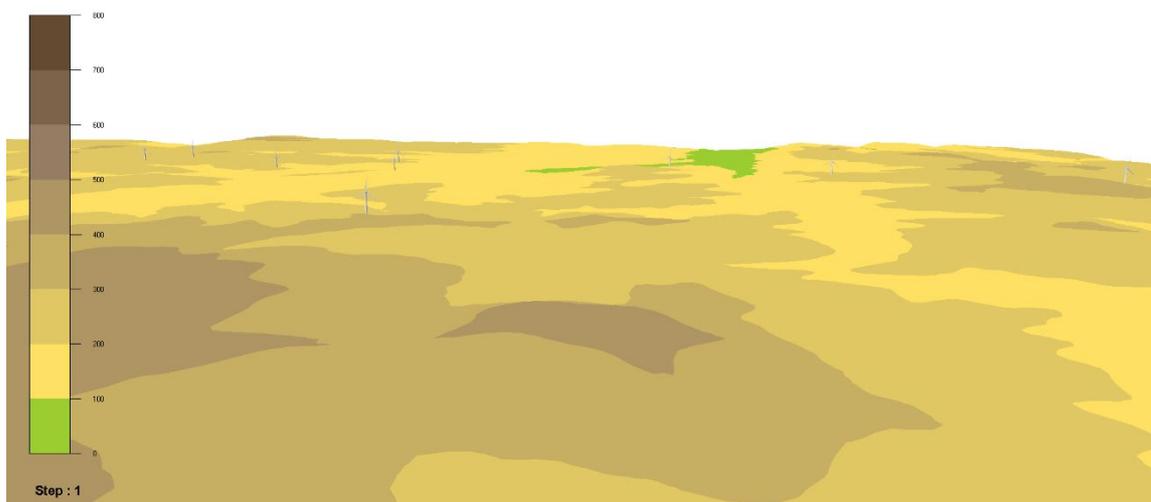


Figura 4 – Estratto del Modello Digitale del Terreno con sovrappreso il render delle 9 turbine previste.



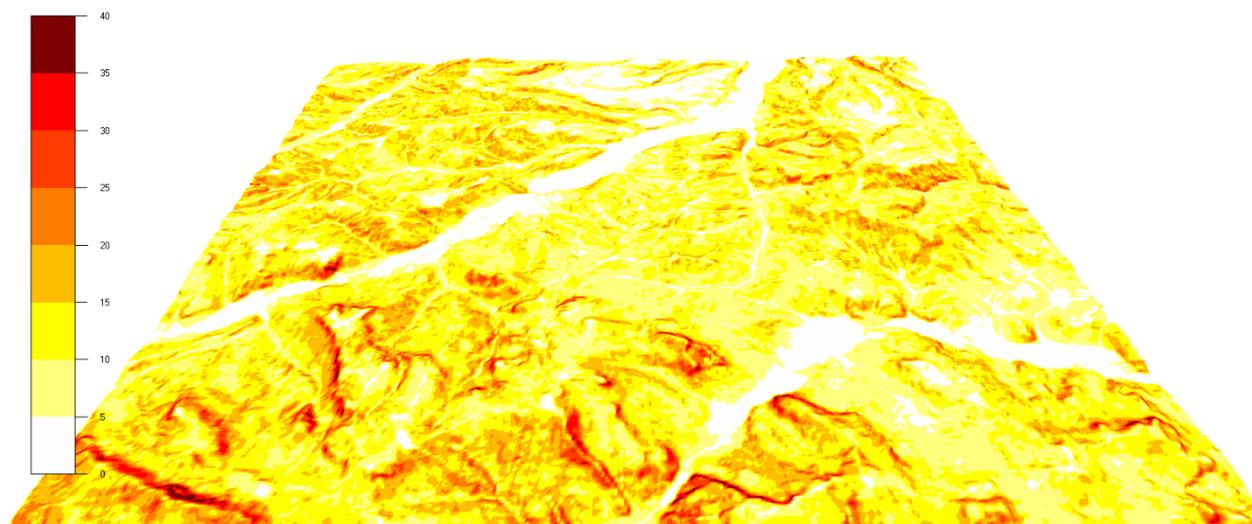


Figura 5 – Mappa dell'inclinazione del terreno per un dominio di 16 km di lato (l'area dell'impianto eolico è quella centrale)

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 Sud Ovest dell'area di impianto si possono notare colori e quindi inclinazioni del terreno ben maggiori superiori anche al 30% ed in alcuni casi anche superiori 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 Furci 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 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	463014	4655920	306	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



dataset Furci Vortex
 Run 685947 at 100.0 m

Report 242309
 November 26, 2023

POINT 1
 (42.054464, 14.553023, 100.0 m)

Mean Wind Speed (m/s)	Weibull A	Weibull k	Temperature (°C)	Density (kg/m³)
5.0	5.4	1.3	16.2	1.163

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	48.7	39.7	26.7	36.4	33.1	44.7	66.9	58.3	70.2	51.3	30.4	40.3	67.4	60.8	73.4	72.1	9.4
1-2	76.8	60.4	63.1	83.0	87.4	81.8	104.4	96.1	64.9	43.5	37.9	48.9	70.3	114.0	126.6	98.3	14.4
2-3	85.2	64.2	83.2	100.3	111.2	84.9	81.4	74.8	48.1	26.6	34.8	51.8	54.4	140.1	154.4	99.6	14.8
3-4	84.8	53.8	87.4	94.3	99.5	68.4	50.5	45.3	32.4	20.7	35.3	49.6	37.3	134.5	172.4	94.0	13.2
4-5	71.8	46.7	71.2	74.5	70.9	37.2	27.5	28.9	22.1	18.6	32.9	44.8	25.5	117.8	162.8	87.7	10.7
5-6	72.3	38.1	51.6	38.1	30.8	16.3	9.9	15.3	14.0	14.6	33.6	40.8	16.5	89.7	152.8	75.7	8.1
6-7	60.5	22.8	27.8	18.5	11.8	4.8	3.8	6.4	10.4	11.6	37.8	36.4	11.0	72.2	144.6	69.5	6.3
7-8	41.3	16.7	11.4	6.2	4.3	1.7	1.6	2.2	6.7	9.2	34.4	35.4	6.4	45.2	116.8	66.4	4.6
8-9	27.8	9.3	4.5	2.1	2.1	0.0	0.0	0.0	5.5	10.4	34.5	32.8	3.7	25.3	117.9	52.2	3.8
9-10	22.5	4.9	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	9.3	32.7	30.7	2.6	12.5	94.5	47.8	3.0
10-11	14.4	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	9.7	28.7	30.0	0.9	7.2	81.4	34.4	2.4
11-12	8.8	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	8.5	25.6	26.1	0.0	3.4	70.1	31.5	2.0
12-13	8.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	6.1	25.8	24.0	0.0	2.0	52.6	26.2	1.7
13-14	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4	23.2	22.1	0.0	0.9	32.5	20.5	1.3
14-15	5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7	21.9	18.6	0.0	0.0	16.8	15.3	0.9
15-16	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	18.9	19.1	0.0	0.0	12.2	9.9	0.7
16-17	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	14.2	13.3	0.0	0.0	8.2	9.8	0.6
17-18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	10.9	12.5	0.0	0.0	6.9	9.2	0.5
18-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	9.5	9.6	0.0	0.0	4.1	5.0	0.3
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	8.6	7.5	0.0	0.0	3.3	3.3	0.3
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	8.5	6.3	0.0	0.0	2.2	2.8	0.2
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	6.7	4.4	0.0	0.0	1.8	1.7	0.2
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	5.6	3.2	0.0	0.0	1.0	1.3	0.1
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4	2.8	0.0	0.0	0.0	0.9	0.1
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	2.2	0.0	0.0	0.0	0.7	0.1
25-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	1.6	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	2.4	1.4	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	0.0	3.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
28-29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29-30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30-31	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31-32	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32-33	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
%	7.3	4.1	4.9	5.2	5.2	3.9	4.0	3.7	3.3	3.1	6.5	7.1	3.4	9.4	18.4	10.7	



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.

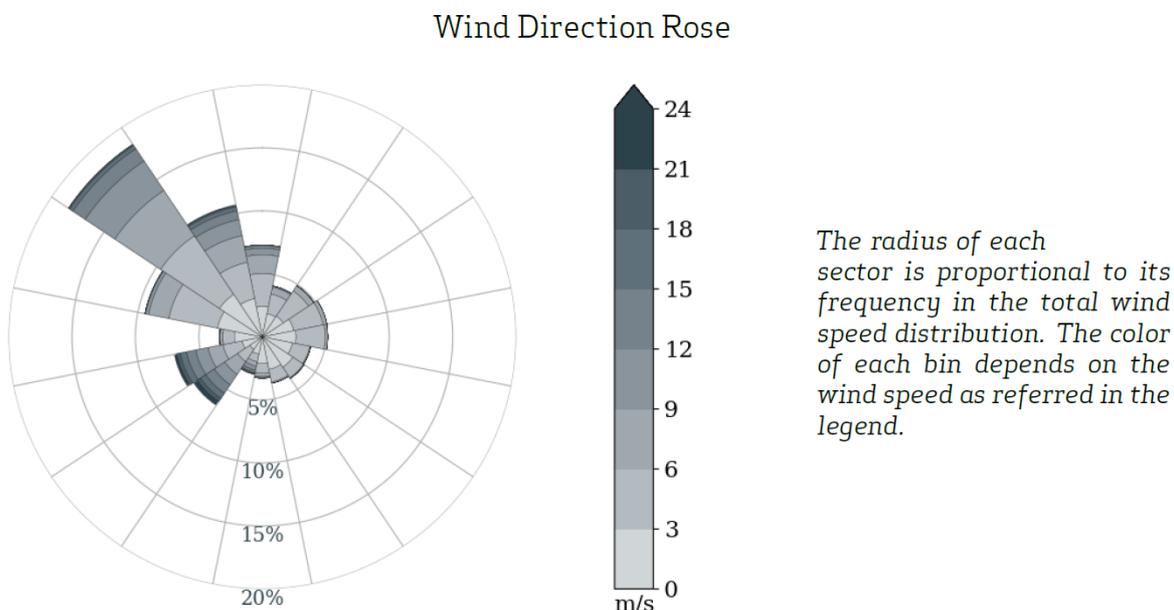


Figura 7 – La rosa dei venti per il punto della torre anemometrica virtuale così come desunta dai dati Vortex

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. È del tutto evidente che tale metodologia induce sicuramente delle incertezze ben maggiori di quelle che caratterizzano una tradizionale campagna anemometrica condotta con una torre fisicamente installata presso il sito e pertanto di ciò si dovrà tener conto in sede di calcolo della P75 e P90.

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.

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 50m dal suolo, pressione a livello del mare, temperature a 10m e 50m. Si è ritenuto opportuno ridurre la base dati per ERA5 al solo periodo successivo il 01/11/2002. Il motivo è che considerando anche i dati precedenti a quella data che si riferiscono a livelli inferiori di urbanizzazione, la procedura cosiddetta di storicizzazione avrebbe portato a sopravvalutare la reale ventosità di lungo periodo.

I risultati della storicizzazione sono riportati nella successiva Tabella 4.



Variable	Speed 100 m
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	5.233
MoMM wind speed (m/s)	5.233
Median wind speed (m/s)	4.240
Min wind speed (m/s)	0.000
Max wind speed (m/s)	29.450
CRMC wind speed (m/s)	7.947
Weibull k	1.388
Weibull c (m/s)	5.753
Mean power density (W/m ²)	306
MoMM power density (W/m ²)	306
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	2,684
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	2,684
Energy pattern factor	3.502
Frequency of calms (%)	0.02
Possible data points	184,080
Valid data points	184,080
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Tabella 4 – Riepilogo risultati analisi anemometrica della torre virtuale dopo la procedura di storicizzazione.

Dall'esame dei risultati mostrati in Tabella 4 si evince come il valore medio della velocità di lungo periodo attesa per il punto della torre anemometrica virtuale sia di 5.23 m/s e quindi ben maggiore del valore di 5.0 m/s dell'anno di riferimento così come indicato nei dati Vortex riportati in Figura 6.

Dall'analisi delle rose dei venti raffigurate nelle successive Figure 8 e 9 si osserva la tipica prevalenza della componente da Nord-Ovest e quella secondaria da Sud-Ovest che caratterizza i siti meridionali adriatici. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata conformemente ai dati Vortex in 16 settori.



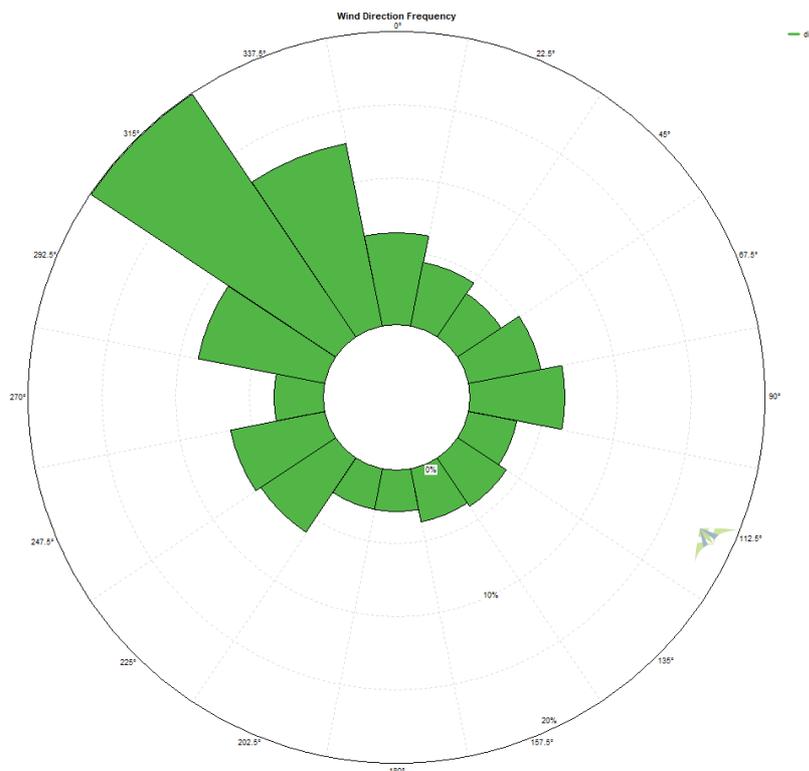


Figura 8 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100m slm per la torre anemometrica virtuale.

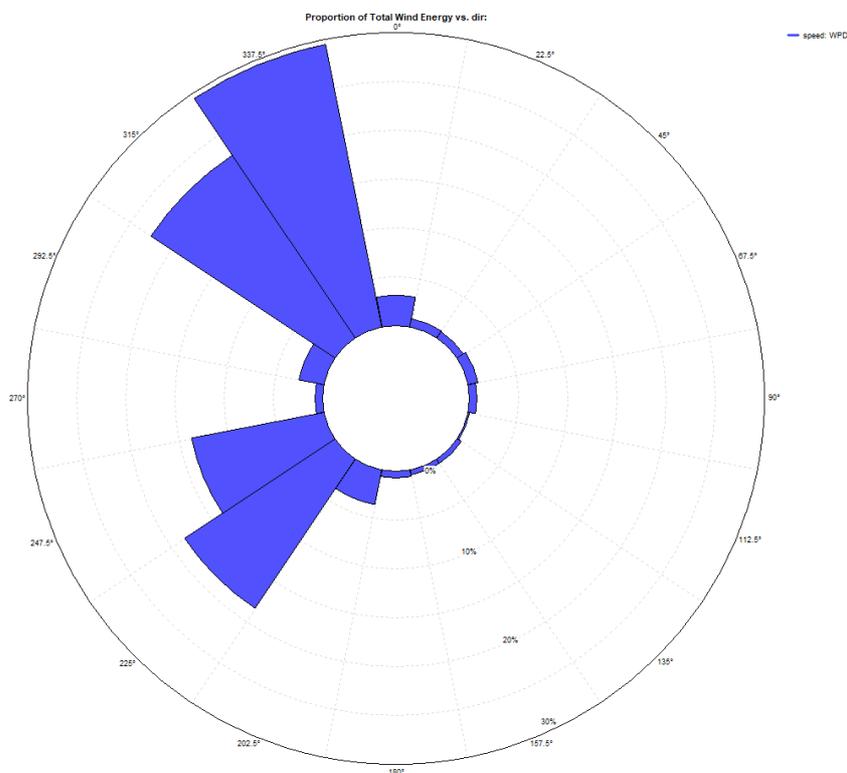


Figura 9 – Rosa dei venti in energia di lungo periodo a 100m di quota slm per la torre anemometrica virtuale.

Si osserva come in termini energetici il contributo dei venti dal settore Sud-Ovest è notevole nonostante che in termini di frequenza sia alquanto basso. Ciò vuol significare che nei brevi periodi temporali in cui il vento spira dal settore Sud-Ovest, l'intensità del vento stesso è molto grande.



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 del sito di Furci) 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.

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 5 riporta le principali caratteristiche di tale dominio iniziale.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	447146	486746	39600	100
Northing (m)	4636553	4674853	38300	100
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100	100	Variable	-
Number of cells	396	383	60	9100080

Tabella 5 – Caratteristiche del dominio iniziale utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z33.



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 6.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	459056	474736	15680	40
Northing (m)	4647063	4662943	15880	40

	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	40	40	Variable	-
Number of cells	392	397	60	9337440

Tabella 6 – Caratteristiche del dominio di nesting utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z33.

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 7 la climatology in input utilizzata sulla base delle considerazioni fin qui svolte.



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 Furci nella configurazione di impianto costituita da 9 WTG V163 hub 150m riportata nella successiva Tabella 8.

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 (%)
Ate1	4500	150	1.179	5.19	286	10368	10148	5.11	2.1
Gis1	4500	150	1.175	5.48	333	11209	10835	5.39	3.3
Sce1	4500	150	1.185	5.32	306	10788	10379	5.22	3.8
Sce2	4500	150	1.183	5.35	315	10803	10669	5.31	1.2
Sce3	4500	150	1.181	5.31	308	10678	10241	5.21	4.1
Mod1	4500	150	1.181	5.69	407	11522	11442	5.67	0.7
Cup1	4500	150	1.179	5.43	335	10963	10790	5.39	1.6
Cup2	4500	150	1.173	5.56	359	11269	11087	5.52	1.6
Fur1	4500	150	1.171	5.23	276	10485	10369	5.20	1.1
All	40500	-	-	-	-	98084	95962	-	2.2
Mean	-	-	1.179	5.40	325	-	-	5.34	-

Tabella 8 – Stime di producibilità ideale per il parco eolico di Furci con la Vestas V163 hub150m

Come detto nel corso del Capitolo 3 la producibilità ideale “Ideal Energy” della precedente Tabella 8 non tiene conto delle perdite tecniche, ma solo di quelle per scia. Orbene, nella successiva Tabella 9 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 TecnicheTotali	6,83%

Tabella 9 – Stime delle perdite tecniche per il sito di Furci

Computando alle “Ideal Energy” di Tabella 8 le perdite tecniche riportate in Tabella 9 si perviene a quella producibilità comunemente nota come “Net Energy” detta anche P50 riportata nella successiva Tabella 10.



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 AEP net (MWh/y)	P50 net (h)
Ate1	4500	150	5.19	10368	10148	5.11	2.1	6.83	9455	2101
Gis1	4500	150	5.48	11209	10835	5.39	3.3		10095	2243
Sce1	4500	150	5.32	10788	10379	5.22	3.8		9670	2149
Sce2	4500	150	5.35	10803	10669	5.31	1.2		9940	2209
Sce3	4500	150	5.31	10678	10241	5.21	4.1		9541	2120
Mod1	4500	150	5.69	11522	11442	5.67	0.7		10660	2369
Cup1	4500	150	5.43	10963	10790	5.39	1.6		10053	2234
Cup2	4500	150	5.56	11269	11087	5.52	1.6		10329	2295
Fur1	4500	150	5.23	10485	10369	5.20	1.1		9661	2147
All	40500	-	-	98084	95962	-	2.2		89404	2208
Mean	-	-	5.40	-	-	5.34	-			

Tabella 10 – Producibilità netta di impianto P50 per il parco eolico di Furci con la Vestas V163 hub150m

