

REGIONE SICILIA



REGIONE SICILIA

Comune di
PACECO



Comune di
TRAPANI



Comune di
MARSALA



Provincia di TRAPANI



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
EOLICO DENOMINATO "CE FULGATORE" COSTITUITO DA
9 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 54 MW
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

Studio anemologico

ELABORATO

RG.05

PROPONENTE:



**AEI WIND
PROJECT II S.R.L.**

P.I. 16809261007
Via Vincenzo Bellini,
22 00198 Roma

AEI WIND PROJECT II S.R.L.

**Via Vincenzo Bellini, 22
00198 Roma (RM)**

pec: aeiwind-seconda@legalmail.it

CONSULENZA:

Dott. Archeologo Alberto D'Agata

Archeologo di I fascia –Elenco nazionale

Ing. Daniele Cianciolo

Ordine degli ingegneri di Catania 5943 sez. A

Geometra Andrea Giuffrida

Collegio Geometri della Provincia di Catania n. 3337

Dott. ssa Biol. Cardaci Agnese Elena Maria

Albo nazionale dei Biologi – Sezione A AA_081058

Dott.sa Chiara Amato-Collab. Blackbee S.r.l.

Ordine Regionale dei Geologi di Sicilia 3516 sez. A

Dott. Gaetano Gianino-Professionista incaricato-Ordine dei

Dottori Agronomi e dei Dottori Forestali della Provincia di Siracusa 425

PROGETTISTI:



Via Caduti di Nassiriya 55
70124 Bari (BA)

e-mail: atechsrl@libero.it

pec: atechsrl@legalmail.it

DIRETTORE TECNICO

Dott. Ing. Orazio TRICARICO

Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA

Ordine ingegneri di Bari n. 10743



1	GENNAIO 2023	F.Q.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Indice

1.	INTRODUZIONE	2
1.1	Descrizione del sito	2
2.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE	2
2.1	Il progetto.....	2
2.2	L'aerogeneratore.....	3
3.	CARATTERISTICHE DEI DATI aNEMOLOGICI	5
3.1	Caratteristiche dei dati	5
4.	ANALISI DEI DATI DEL VENTO	5
4.1	Wind Shear - Profilo verticale	5
4.2	Direzione del vento	6
4.3	Velocità media annuale del vento a 100 m	6
4.4	Distribuzione del vento all'altezza del mozzo	6
5.	MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA	8
5.1	Mappa di elevazione e di orografia	9
5.2	Calcolo energetico.....	10
5.3	Calcolo energetico - Perdite	10
5.4	Risultato del calcolo dell'energia	12
6.	CONCLUSIONI	15



1. INTRODUZIONE

La presente relazione rappresenta l'analisi di ventosità e di produzione relativo al progetto di realizzazione di un parco eolico della potenza di 54 MW denominato "CE FULGATORE" situato nel comune di Trapani (TP) e Paceco (TP), con lo scopo di fare una stima della risorsa ventosa disponibile in sito.

1.1 Descrizione del sito

Il sito oggetto dello studio è situato nel Comune di Trapani (TP) e Paceco (TP).

L'area di progetto su cui verrà realizzato il parco eolico è caratterizzata da orografia tipica delle zone collinari della zona, priva di complicazioni eccessive e con un'altezza media compresa tra 61 ai 96 metri sul livello del mare.

Per quanto riguarda le condizioni climatiche sito specifiche, è stata considerata una temperatura media annua di 18,49 ° C e una densità media dell'aria nel sito all'altezza del mozzo è: $\rho = 1,01 \text{ Kg/m}^3$.

Attualmente il sito presenta un uso del suolo principalmente agricolo. La copertura vegetale arborea è scarsa, quindi l'area in esame è caratterizzata da una rugosità media, caratteristica favorevole allo sfruttamento del vento.

Le turbine eoliche saranno posizionate in modo omogeneo, in direzione perpendicolare al vento prevalente N-NW.

Di seguito è riportato il progetto del parco eolico proposto nel luogo.

2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE

2.1 Il progetto

Il parco eolico per la produzione di energia elettrica oggetto di studio avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata totale: 54 MW;
- potenza della singola turbina: 6 MW;
- n. 9 turbine;
- n. 1 cabine di smistamento.



2.2 L'aerogeneratore

L'aerogeneratore previsto per la realizzazione del parco eolico è la turbina da 6 MW della Siemes-Gamesa (SG 6.0-170 -MOD 6 MW).

Nella tabella che segue sono sintetizzate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE FULGATORE.

Tipo di Aerogeneratore	Altezza al mozzo (m)	Diametro rotore (m)	Potenza nominale (kW)
Gamesa SG 6.0-170 - MOD 6 MW	135 m	170 m	6000

Tabella 1 – Caratteristiche principali dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE FULGATORE.

• Curva di potenza

La figura 1 mostra i dati della curva di potenza per diverse velocità del vento per una densità di $1,225 \text{ kg/m}^3$. Questa curva è stata ricavata dai dati inviati da S.Gamesa.

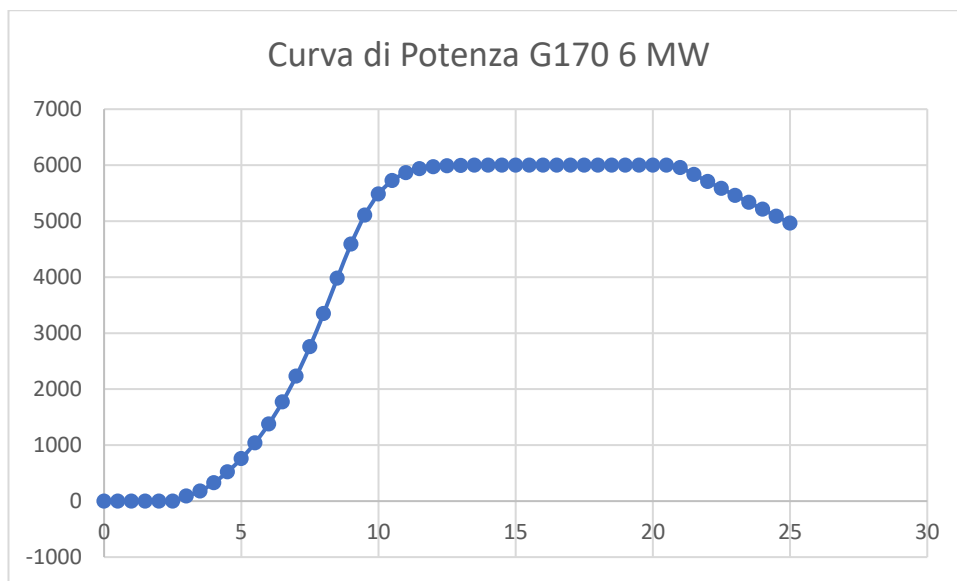


Figura 1 - Curva di potenza Gamesa SG170 6 MW.

• Curva di spinta

La Figura 2 mostra i valori della curva di spinta per diverse velocità del vento e una densità dell'aria di $1,225 \text{ kg/m}^3$.



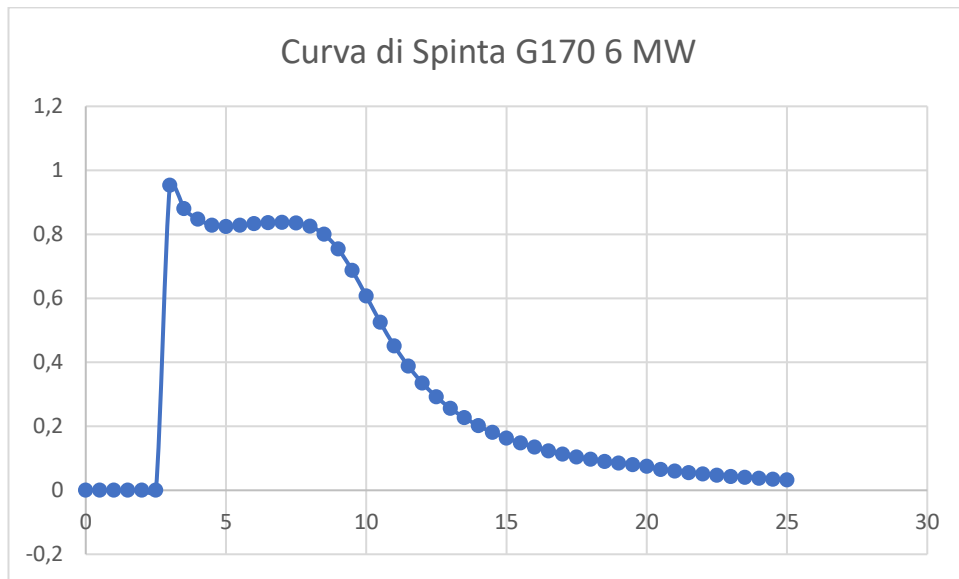


Figura 2 - Curva di spinta Gamesa G170 6 MW.

• Dati di input per il calcolo

Analizzando il database MERRA-2, è stato effettuato un calcolo di varie altezze a partire da 135 m, che è l'altezza della turbina eolica selezionata.

Il software utilizzato per le elaborazioni è il Furow; di seguito vengono descritti i principali i dati di input implementati nel modello scelto:

- Topografia: è stata inserita una mappa topografica del sito dal database ASTER in coordinate UTM.

- Rugosità: è stata importata una mappa di rugosità dal database CORINE 2006. I valori di rugosità sono stati confrontati in Google Earth, verificandone la corrispondenza. Nella figura 4, riportata nel proseguo di questa relazione, è mostrata la mappa di rugosità del sito.

- Dati meteorologici: sono stati scaricati i dati di pressione e temperatura MERRA-2 a 0 e 10 m dal suolo ed è stata effettuata una estrapolazione per simulare i dati a 135 m, che è l'altezza alla quale si trova il mozzo.



3. CARATTERISTICHE DEI DATI ANEMOLOGICI

3.1 Caratteristiche dei dati

Per la caratterizzazione dei dati relativi alla risorsa eolica disponibile in sito, sono stati utilizzati i dati del database di rianalisi di MERRA-2.

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 20 anni di dati provenienti dal database MERRA-2 ad altezze di 2, 10 e 50 m.

Il punto di riferimento utilizzato per ottenere i dati di velocità e direzione del vento è di seguito descritto ed identificato:

- Coordinate: 291876.53 m E, 4201435.89 m N Huso 33S
- Altezza al livello del mare: 85 m
- Periodo download dati: 01/01/2000 - 01/01/2020

Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	50 m
Temperatura	2 m
Temperatura	10 m
Pressione (m s.l.m.)	0 m

Tabella 2 – Dati di misurazione.

4. ANALISI DEI DATI DEL VENTO

Prima di procedere con la modellazione dei dati del vento disponibili, è stata effettuata un'operazione di verifica dei dati stessi al fine di renderli omogenei e affidabili: sono stati infatti rimossi i dati delle ombre e i dati non validi. Questo lavoro di pulizia dei dati è stato effettuato mediante ispezione visiva e grafica dei dati di vento disponibili utilizzando il software Furow.

4.1 Wind Shear - Profilo verticale

Ai fini della modellazione, il fattore esponenziale medio della legge di potenza è stato calcolato per ogni ora e per ogni direzione.



Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2000	01/01/2020	85	135	0,200

Tabella 3 – Wind Shear - Profilo verticale.

4.2 Direzione del vento

La direzione del vento nel sito mostra chiaramente una direzione del vento predominante da Nord-Ovest, sia in frequenza che in energia. Questo può essere mostrato nella Figura 3:

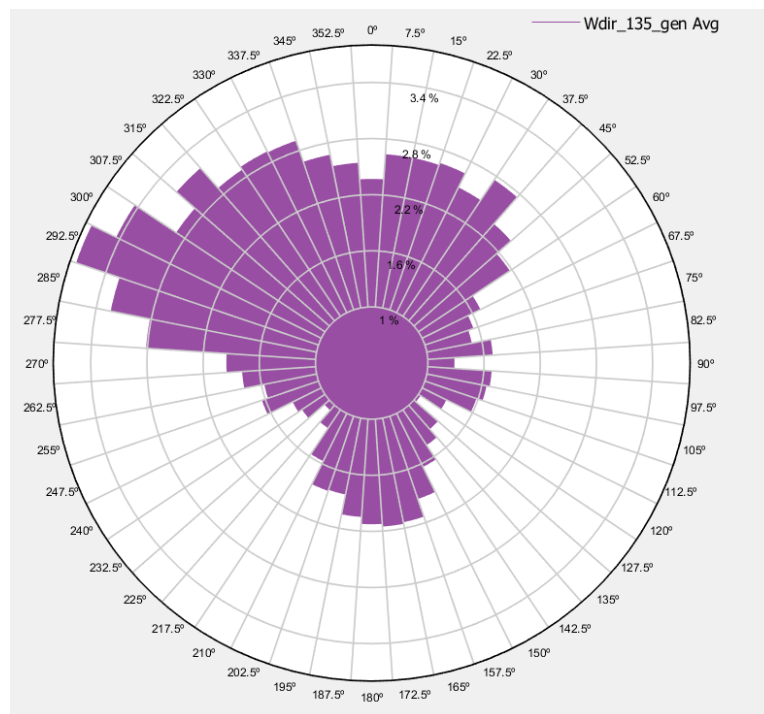


Figura 3 – Rosa dei venti del progetto CE FULGATORE.

4.3 Velocità media annuale del vento a 135 m

La velocità media annuale del vento a 135 m è stimata a **7,35 m/s**.

4.4 Distribuzione del vento all'altezza del mozzo

	348.75° - 11.25°	11.25° - 33.75°	33.75° - 56.25°	56.25° - 78.75°	78.75° - 101.25°	101.25° - 123.75°	123.75° - 146.25°	146.25° - 168.75°
0.50 m/s	0,1483	0,1312	0,1369	0,0742	0,1141	0,0799	0,0684	0,057



1.50 m/s	0,3993	0,3708	0,3708	0,2339	0,3251	0,2339	0,1768	0,1483
2.50 m/s	0,5989	0,5875	0,6103	0,5305	0,4449	0,3593	0,2624	0,3365
3.50 m/s	0,867	1,1636	0,9697	0,7073	0,5533	0,4734	0,4449	0,3936
4.50 m/s	1,1693	1,3005	0,9982	0,6902	0,5305	0,4791	0,5932	0,4677
5.50 m/s	1,1408	0,9754	1,1636	0,7643	0,5989	0,6331	0,4962	0,3708
6.50 m/s	0,964	0,8214	0,6445	0,5818	0,7358	0,616	0,4335	0,5989
7.50 m/s	0,6616	0,6274	0,6445	0,4962	0,3708	0,4905	0,3479	0,6445
8.50 m/s	0,3194	0,4278	0,3765	0,2795	0,3879	0,3308	0,2624	0,5076
9.50 m/s	0,2624	0,4392	0,3422	0,1483	0,3023	0,2053	0,1768	0,3536
10.50 m/s	0,211	0,1597	0,2453	0,057	0,097	0,2282	0,154	0,4107
11.50 m/s	0,2339	0,1483	0,2396	0,0742	0,0513	0,1768	0,097	0,3251
12.50 m/s	0,1996	0,1369	0,154	0,0627	0,0171	0,1198	0,0399	0,2396
13.50 m/s	0,1825	0,1825	0,1027	0,0057	0,057	0,0684	0,0399	0,2282
14.50 m/s	0,0627	0,1369	0,0856	0,0057	0,057	0,0057	0,0171	0,1825
15.50 m/s	0,0456	0,0913	0,0627	0	0	0	0,0171	0,1483
16.50 m/s	0,0171	0,0171	0,0171	0	0	0	0,0285	0,1141
17.50 m/s	0,0228	0,0171	0,0057	0	0	0	0,0513	0,0399
18.50 m/s	0,0228	0,0057	0,0342	0	0	0	0,0342	0,0171
19.50 m/s	0,0114	0,0057	0,0456	0	0	0	0,0171	0,0171
20.50 m/s	0,0114	0,0114	0,0285	0	0	0	0,0114	0,0228
21.50 m/s	0,0114	0,0228	0,0114	0	0	0	0,0171	0,0285
22.50 m/s	0	0,0228	0	0	0	0	0,0114	0,0171
23.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0,0057	0,0171
24.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
25.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
26.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
27.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
28.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0

	168.75° - 191.25°	191.25° - 213.75°	213.75° - 236.25°	236.25° - 258.75°	258.75° - 281.25°	281.25° - 303.75°	303.75° - 326.25°	326.25° - 348.75°
0.50 m/s	0,0399	0,0856	0,0456	0,0856	0,1027	0,0856	0,1312	0,1312
1.50 m/s	0,1141	0,1426	0,1426	0,2225	0,2966	0,2396	0,3365	0,3422
2.50 m/s	0,2396	0,3194	0,3822	0,308	0,4278	0,4221	0,559	0,7016
3.50 m/s	0,5248	0,4335	0,4278	0,3536	0,3879	0,6959	0,7073	0,8099
4.50 m/s	0,5133	0,3993	0,3536	0,3822	0,5647	0,6731	0,867	0,9012
5.50 m/s	0,4734	0,4677	0,4335	0,5362	0,6331	0,713	0,9297	1,0552
6.50 m/s	0,5989	0,5419	0,3593	0,5248	0,5704	0,9868	0,7073	1,1008
7.50 m/s	0,6103	0,4848	0,308	0,4677	0,6445	1,1065	0,8556	0,7643
8.50 m/s	0,4164	0,5133	0,365	0,3993	0,6559	0,9525	0,867	0,5932
9.50 m/s	0,4506	0,4905	0,1882	0,3137	0,5476	1,0039	0,6845	0,3822
10.50 m/s	0,5076	0,308	0,1483	0,2624	0,4107	0,7301	0,5989	0,5076
11.50 m/s	0,4164	0,3194	0,1369	0,2225	0,2339	0,559	0,3479	0,3137
12.50 m/s	0,3593	0,1426	0,0856	0,1027	0,2167	0,3936	0,2624	0,2282
13.50 m/s	0,2852	0,1597	0,0684	0,1369	0,2453	0,3765	0,2738	0,1882
14.50 m/s	0,2339	0,1141	0,0399	0,0799	0,211	0,3936	0,1996	0,1312



15.50 m/s	0,1483	0,097	0,0399	0,0627	0,1312	0,2624	0,1426	0,0856
16.50 m/s	0,1768	0,0913	0,0399	0,0228	0,0799	0,251	0,1768	0,0513
17.50 m/s	0,097	0,0856	0,0057	0,0057	0,1027	0,2053	0,1084	0,0684
18.50 m/s	0,0342	0,0114	0,0057	0	0,0285	0,2167	0,0627	0,0799
19.50 m/s	0,0342	0,0057	0,0057	0,0171	0,0171	0,0742	0,0456	0,0057
20.50 m/s	0	0	0,0057	0,0171	0,0171	0,0456	0,0342	0
21.50 m/s	0,0057	0	0	0,0057	0,0057	0,0057	0,0399	0,0399
22.50 m/s	0,0114	0,0057	0	0	0	0	0,0114	0
23.50 m/s	0,0114	0,0057	0	0	0	0	0	0
24.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
25.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
26.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
27.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
28.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 4 – Distribuzione del vento all'altezza del mozzo.

5. MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA

Nel seguito vengono descritti i principali aspetti considerati del modello utilizzato per il calcolo della risorsa eolica nel sito di progetto.

- Il modello di rianalisi che meglio si adatta all'area in esame è il MERRA-2. Ai fini della elaborazione di questo studio preliminare è stata considerata una serie storica di 20 anni di dati scaricati dal database MERRA-2 a 135 m.

- La velocità del vento e le distribuzioni della direzione sono state calcolate sulla base di un periodo di riferimento di 20 anni (dal 01/01/2000 al 31/12/2020).

- La turbolenza ambientale media è stata stimata in base alla rugosità del sito.

- I dati di temperatura e pressione sono stati ottenuti dai dati di analisi dal modello MERRA-2 ad un'altezza di 10 e 0 m rispettivamente e sono stati estrapolati ad un'altezza di 135 m tenendo conto dell'elevazione del sito.

- La densità dell'aria è stata calcolata utilizzando i dati di rianalisi di temperatura e pressione ottenuti ed estrapolandoli ad un'altezza di 135 m.

- Sono state create griglie topografiche con risoluzione ogni 25m sulla base dell'orografia ottenuta dalla base del National Geographic Institute (curve di contorno interpolate ogni 5m) e della rugosità basata sul database CLC2006 che contiene informazioni ogni 75m.

- Tutte le simulazioni sono state eseguite utilizzando il software di calcolo Furow.



- Per il calcolo dell'energia è stato utilizzato il modello Simplified Eddy Viscosity, valutando i 72 settori.

5.1 Mappa di elevazione e di orografia

Per l'elaborazione dei dati di vento è stata utilizzata una mappa altimetrica con una risoluzione verticale di 25 me una rugosità del sito e dei dintorni basata sui seguenti valori:

- Foresta: 0,5
- Aree a verde: 0,1
- Terreno coltivato: 0,1
- Superfici incolte: 0,03
- Specchi d'acqua: 0,0001
- Città: 0,5

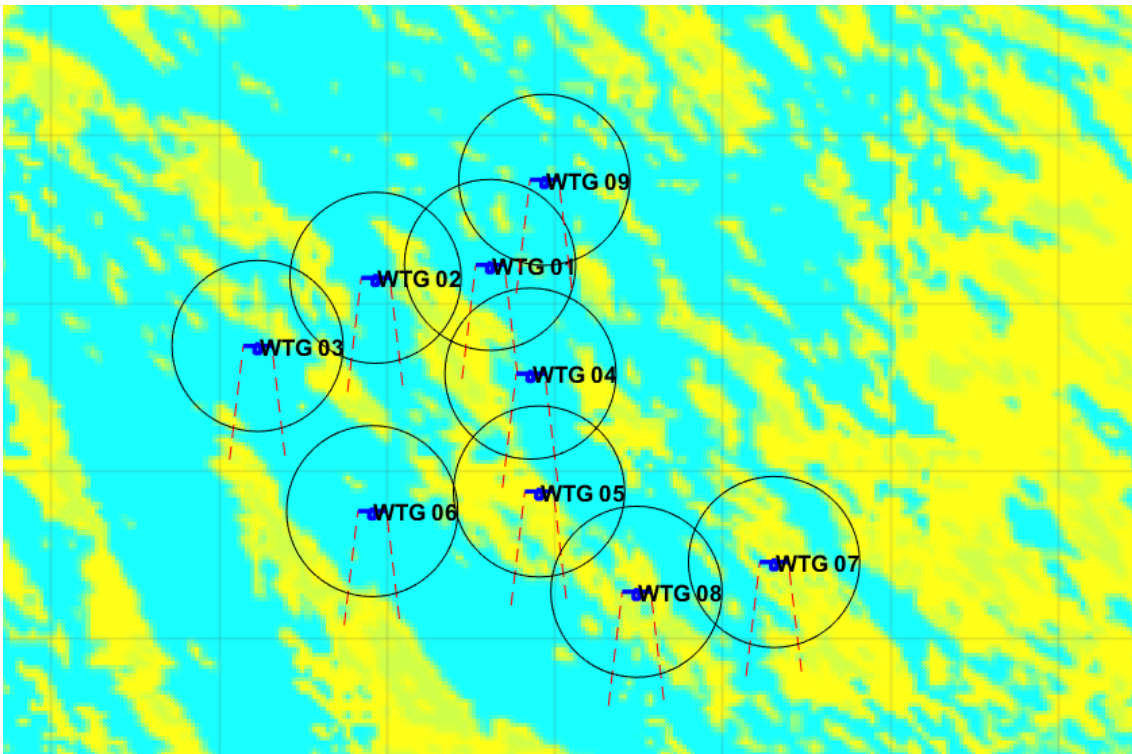


Figura 4 – Rugosità del sito del progetto CE FULGATORE.



5.2 Calcolo energetico

Nella tabella che segue sono riportate la potenza totale delle turbine installate, l'energia annua (MWh), il fattore impianto (%) e le ore equivalenti del parco eolico CE FULGATORE.

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 6 MW	9	54	174.747,1	36,91	3.236,06

Tabella 5 – Producibilità della risorsa eolica del progetto CE FULGATORE.

5.3 Calcolo energetico - Perdite

Per il calcolo della produzione energetica del parco è stato utilizzato il programma Furow, che fornisce anche il valore delle perdite dovute ai percorsi utilizzando il modello Eddy Viscosity, calcolando i percorsi per un totale di 72 settori (ogni 5 °).

Il numero di ore annue considerato è 8.766, inclusi gli anni bisestili.

Per ottenere la produzione netta del parco in esame è stato necessario quantificare le perdite di processo che vengono di seguito indicate:

- Perdite dovute a scia: queste perdite sono prodotte dalla vicinanza delle linee delle turbine eoliche, provocando riduzioni della velocità del vento che interessano le turbine eoliche a valle. Per il parco CE sono state considerate perdite per scia intorno al 2,56%;

- Perdite per indisponibilità dell'aerogeneratore: sono le perdite stimate per fermo impianto durante le operazioni di manutenzione preventiva e correttiva dell'aerogeneratore. A causa della natura stagionale del vento nel sito, la manutenzione del parco ha una gestione complessa, quindi questa indisponibilità può essere ridotta sfruttando le stagioni di vento debole. Solitamente questo tipo di perdita viene considerata intorno al 3,00%; nel caso del parco in progetto è stato assunto lo stesso valore considerando che gli stessi produttori delle macchine garantiscono solitamente una disponibilità tecnica del 97%;

- Perdite per indisponibilità del sistema collettore: si riferiscono a quelle dovute a guasti e indisponibilità dell'impianto elettrico interno del parco. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%;



- Perdite per indisponibilità della cabina: si riferiscono alle perdite per indisponibilità dovuta a manutenzione e riparazioni per guasti della cabina di entrata. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%.
- Perdite per indisponibilità della rete: si riferiscono alle perdite dovute alla indisponibilità della rete di evacuazione del parco. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%;
- Perdite elettriche: rappresentano le perdite elettriche totali del parco. Tali perdite sono state considerate pari al 3,99%;
- Perdite dovute all'adeguamento della curva di potenza: valore assunto 1%;
- Perdite per isteresi per vento forte: le perdite per isteresi sono dovute al tempo in cui la turbina eolica rimane ferma a velocità all'interno dell'intervallo operativo dopo eventi di arresto per vento forte. Tali perdite sono state stimate in un valore dello 0,1%;
- Perdite dovute al wind shear: valore assunto 0,1%;
- Perdite associate al disorientamento dell'aerogeneratore: si tratta di perdite causate dall'incapacità dell'aerogeneratore di orientarsi abbastanza rapidamente nella direzione incidente del vento, modificando così l'angolo di incidenza e riducendo leggermente la velocità effettiva del vento. Tali perdite sono state considerate pari allo 0,1%.

Nella tabella che segue sono sintetizzati i valori delle principali perdite sopramenzionate per il parco eolico CE FULGATORE.

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	1
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
TOTALE (%)	3,7257
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Linea di trasmissione (%)	0,25
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
TOTALE (%)	3,99099
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	



Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,1
Taglio del vento (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1979
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1

Tabella 6 – Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE FULGATORE.

Nella tabella 7, di seguito riportata, è stata riportata una sintesi dei risultati annuali di produzione CE FULGATORE stimati da Furow per un periodo di tempo annuale.

L'energia annua generata dalle 9 turbine eoliche Gamesa G170 6 MW sarà di 174.747,1MWh/anno.

Capacità del parco (MW)	54
Numero di turbine	9
Produzione lorda [MWh/anno]	202.006,5
Perdite per scia (%)	2,56
Perdite elettriche (%)	3,99
Perdite per rendimento dell'aerogeneratore (%)	1,1979
Perdite per indisponibilità (%)	3,72
Perdite per degradazione (%)	1,1
Produzione netta [MWh/anno]	174.747,1
Fattore di impianto netto(%)	36,91
Ore equivalenti [h/anno]	3236,06

Tabella 7 – Stima della produzione energetica del parco CE FULGATORE con 9 turbine G170 6 MW a 135 m.

5.4 Risultato del calcolo dell'energia

La Figura 5 e la Tabella 8 mostrano le coordinate e le posizioni delle turbine eoliche CE FULGATORE.



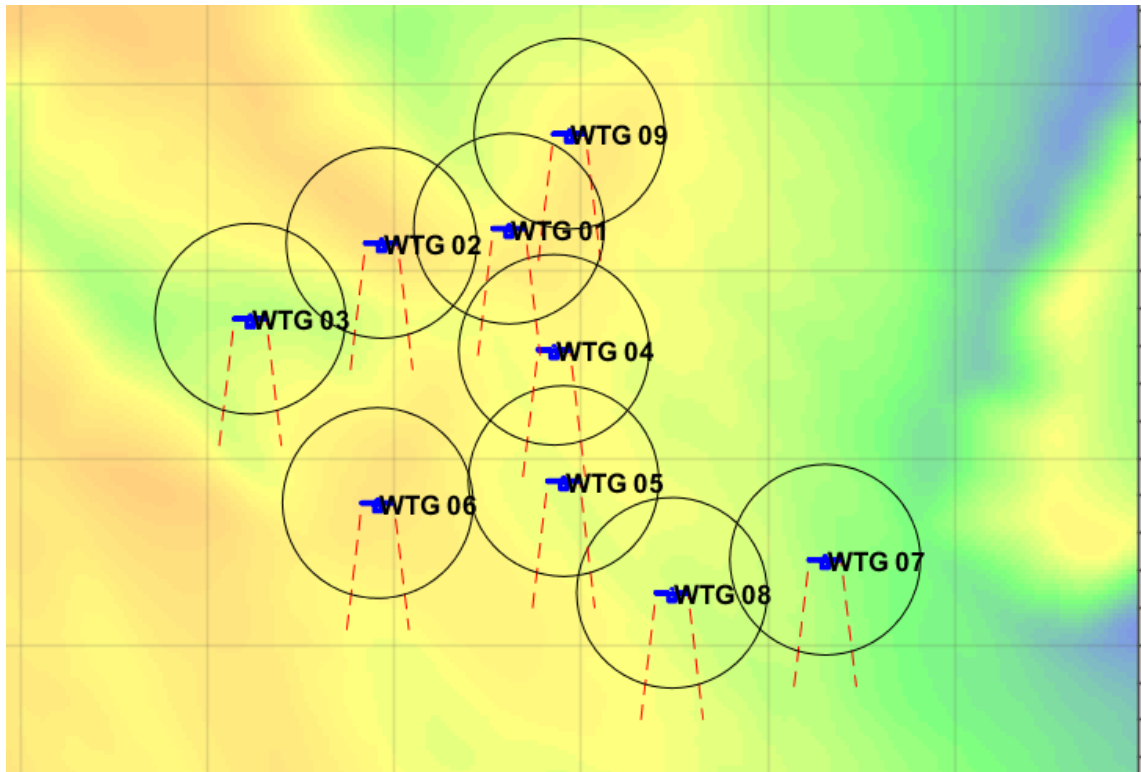


Figura 5 – Posizione delle turbine del progetto CE FULGATORE .

N° Turbine	WT1	WT2	WT3	WT4	WT5
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW
Altezza della turbina (m)	135	135	135	135	135
Diametro della turbina (m)	170	170	170	170	170
Potenza (kW)	6000	6000	6000	6000	6000



X (m)	290613,7	289931,5	289228,8	290854,8	290906,2
Y(m)	4202229,7	4202152,8	4201746,7	4201581,1	4200878,7
Elevazione del terreno (m)	92,6	99,6	67,1	100	100
Turbina più vicina	WTG 09	WTG 01	WTG 02	WTG 01	WTG 04
Distanza dalla turbina più vicina	602	686,5	811,6	692	704,2
Temperatura (°C)	0	0	0	0	0
Pressione (hPa)	1013	1013	1013	1013	1013
Umidità relativa (%)	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Densità dell'aria (kg/m³)	1,175	1,174	1,178	1,174	1,174
Velocità media (m/s)	7,3969	7,5186	7,2331	7,3703	7,3113
Velocità media influenzata (m/s)	7,1656	7,377	7,1489	7,1048	7,1185
Ambiente TI (%)	15,613	15,502	15,375	15,783	16,015
Totale TI (%)	17,562	16,633	16,048	17,607	17,49
Rendimento ideale (MWh)	22869,1	22869,1	22869,1	22869,1	22869,1
Efficienza topografica (%)	99,0026	101,5399	96,1764	98,5761	97,4236
Efficienza lorda (MWh)	22641	23221,2	21994,6	22543,4	22279,9
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	43,0469	44,1502	41,8181	42,8615	42,3604
Ore di lavoro lorde (h)	3773,49	3870,2	3665,77	3757,24	3713,31
Efficienza del parco (%)	94,0502	96,3	97,6911	93,0788	94,8606
Rendimento del parco (MWh)	21293,9	22362	21486,8	20983,2	21134,8
Efficienza netta (MWh)	19175,2	20137,1	19349	18895,4	19032
Fattore di capacità (CF) netto (%)	36,4576	38,2864	36,7879	35,9256	36,1853
Ore di lavoro nette (h)	3195,87	3356,19	3224,83	3149,24	3172
	WT6	WT7	WT8	WT9	
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW	
Altezza della turbina (m)	135	135	135	135	
Diametro della turbina (m)	170	170	170	170	
Potenza (kW)	6000	6000	6000	6000	
X (m)	289911,7	292306,1	291486,2	290937,4	
Y(m)	4200761,5	4200458,2	4200280,7	4202737,2	
Elevazione del terreno (m)	100	100	100	91,1	
Turbina più vicina	WTG 05	WTG 08	WTG 05	WTG 01	
Distanza dalla turbina più vicina	1001,3	838,9	833,1	602	
Temperatura (°C)	0	0	0	0	



Pressione (hPa)	1013	1013	1013	1013
Umidità relativa (%)	NaN	NaN	NaN	NaN
Densità dell'aria (kg/m ³)	1,174	1,174	1,174	1,175
Velocità media (m/s)	7,4799	7,1725	7,2757	7,4038
Velocità media influenzata (m/s)	7,3474	7,0578	7,1197	7,2911
Ambiente TI (%)	15,457	16,55	16,131	15,646
Totale TI (%)	16,409	17,141	17,19	16,486
Rendimento ideale (MWh)	22869,1	22869,1	22869,1	22869,1
Efficienza topografica (%)	100,5893	94,594	96,6826	99,0097
Efficienza lorda (MWh)	23003,8	21632,7	22110,4	22642,6
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	43,7368	41,13	42,0382	43,05
Ore di lavoro lorde (h)	3833,97	3605,46	3685,07	3773,76
Efficienza del parco (%)	96,5415	96,7268	95,7005	97,0417
Rendimento del parco (MWh)	22208,2	20924,7	21159,8	21972,8
Efficienza netta (MWh)	19998,6	18842,8	19054,5	19786,6
Fattore di capacità (CF) netto (%)	38,0231	35,8255	36,228	37,6199
Ore di lavoro nette (h)	3333,1	3140,46	3175,75	3297,76

Tabella 8 – Risultati del calcolo dell'energia del parco CE FULGATORE.

6. CONCLUSIONI

La relazione descrive l'analisi anemologica ottenuta attraverso l'utilizzo del software Furow, analizzando serie storiche e dati di bibliografia di riferimento e rappresentative dell'area oggetto di studio in cui è stato possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine.

Eseguendo l'estrapolazione verticale è stato calcolato che il vento a 135 mt ha una velocità media di 7,35 m/s. Sempre utilizzando il software Furow è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e, a partire da quest'ultima, è stata calcolata la produzione totale del parco eolico.

La produzione annuale al netto delle perdite è di 174.271,2 [MWh/anno] e 3.227,25 ore equivalenti.



Si ritiene che i risultati ottenuti dallo studio condotto mediante l'utilizzo di dati storici e di bibliografia analizzati per il tramite del software Furow e, come descritti nei paragrafi precedenti, siano ben rappresentativi delle condizioni reali dell'area oggetto di intervento e della tipologia degli aerogeneratori che si intendono installare.

È possibile altresì asserire che, il risultato ottenuto dallo studio oggetto della relazione è paragonabile ai risultati di altri studi effettuati nell'area in oggetto, a parità delle condizioni progettuali condotte con dati e serie storiche derivanti da torri enemometriche installate in sito.

In conclusione, lo studio condotto risulta ben rappresentativo del sito e della tipologia di intervento, e questo permette di affermare che il progetto rispetta i requisiti tecnici minimi in termini di velocità media annua del vento, ore equivalenti e densità volumetrica, rendendo congrua la realizzazione del parco eolico sia dal punto di vista tecnico che economico.

