

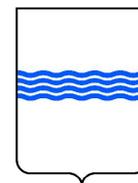
**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN PARCO EOLICO E DELLE RELATIVE OPERE DI
CONNESSIONE ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 45 MW**

nel Comune di Lavello (PZ) - Località "Conti"

e

nel Comune di Montemilone (PZ) - Località "Il Cerzone"

REGIONE BASILICATA



PROVINCIA di POTENZA



COMUNE di LAVELLO



COMUNE di MONTEMILONE



PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE	A.5.	Scala:
	Relazione specialistica anemologica	Formato: A4

PROPONENTE	<p>GIGLIO ENERGY S.r.l. Via del Seminario Maggiore 115 85100 - Potenza (PZ) <u>P.IVA 02096090762</u></p>
------------	--

PROGETTISTA	 <p>Arch. Giuseppe ROMANIELLO</p>
-------------	---

Rev.	Data	Oggetto della revisione
00	Gennaio 2021	Prima Emissione

SOMMARIO

PREMESSA	2
A DESCRIZIONE DEL SITO	3
I. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE	3
C CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA DELL'AREA DI PROGETTO.....	5
D PRODUCIBILITÀ DEL PARCO.....	10
I. PRODUCIBILITÀ LORDA	10
II. PRODUCIBILITÀ ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE	12
E VERIFICA CONFORMITÀ PIEAR BASILICATA	13
F CONCLUSIONI	16

PREMESSA

La vocazione eolica dell'area è subordinata alla verifica delle caratteristiche tecniche relative agli spazi in disponibilità, accessibilità all'area relativamente al trasporto dei componenti degli aerogeneratori, connessione alla rete elettrica nazionale capace di assorbire l'energia prodotta dal parco in progetto e soprattutto ad un sufficiente livello di ventosità.

Il presente documento indaga e dimostra la vocazione eolica dell'area individuata per la costruzione di un Parco Eolico costituito da 10 aerogeneratori e le relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in località "Conti" e "il Cerzone" rispettivamente nei comuni di Lavello e Montemilone in provincia di Potenza, della Regione Basilicata.

L'analisi svolta nel presente documento è stata realizzata sulla base di dati anemometrici rilevati e registrati da una stazione di misura, e suffragati da confronti e correlazioni con dati satellitari appartenenti allo stesso regime di venti e ben rappresentativa del sito.

L'impianto oggetto di studio, da realizzare nei comuni di Lavello e Montemilone (PZ), è costituito da 10 aerogeneratori della potenza individuale nominale di circa 4.5 MW per una potenza totale complessiva di circa 45 MW.

All'interno del presente documento si analizza il caso in esame facendo bene attenzione a descrivere:

- Posizione e caratteristiche delle turbine;
- Analisi ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili;
- Valutazione Anemologica del sito;
- Esposizione dei risultati ottenuti.

Tutti gli aspetti sopra elencati vengono trattati dentro WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontro in varie fasi della progettazione.

/A/ DESCRIZIONE DEL SITO

I. Inquadramento territoriale e progettuale

L'area interessata dalla realizzazione del progetto è prevalentemente destinata ad uso agricolo e si stanZIA al di fuori dei centri abitati di Lavello e Montemilone (PZ), alle località "Conti" e "il Cerzone"; essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi su circa 227 m slm.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico si trova, in linea d'aria, a 14,7 km in direzione EST-NORD EST dal centro abitato di Lavello (PZ) ed a 7 km in direzione NORD dal centro abitato di Montemilone (PZ).

L'impianto di progetto è costituito da 10 aerogeneratori modello Siemen-Gamesa SG170 della potenza nominale approssimativa di 4.5 MW per una potenza totale complessiva di circa 45 MW.

Il progetto prevede l'uso di aerogeneratori della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da massimizzare la potenza dell'impianto e l'energia producibile, diminuendo così il numero di turbine e quindi l'impatto ambientale a parità di

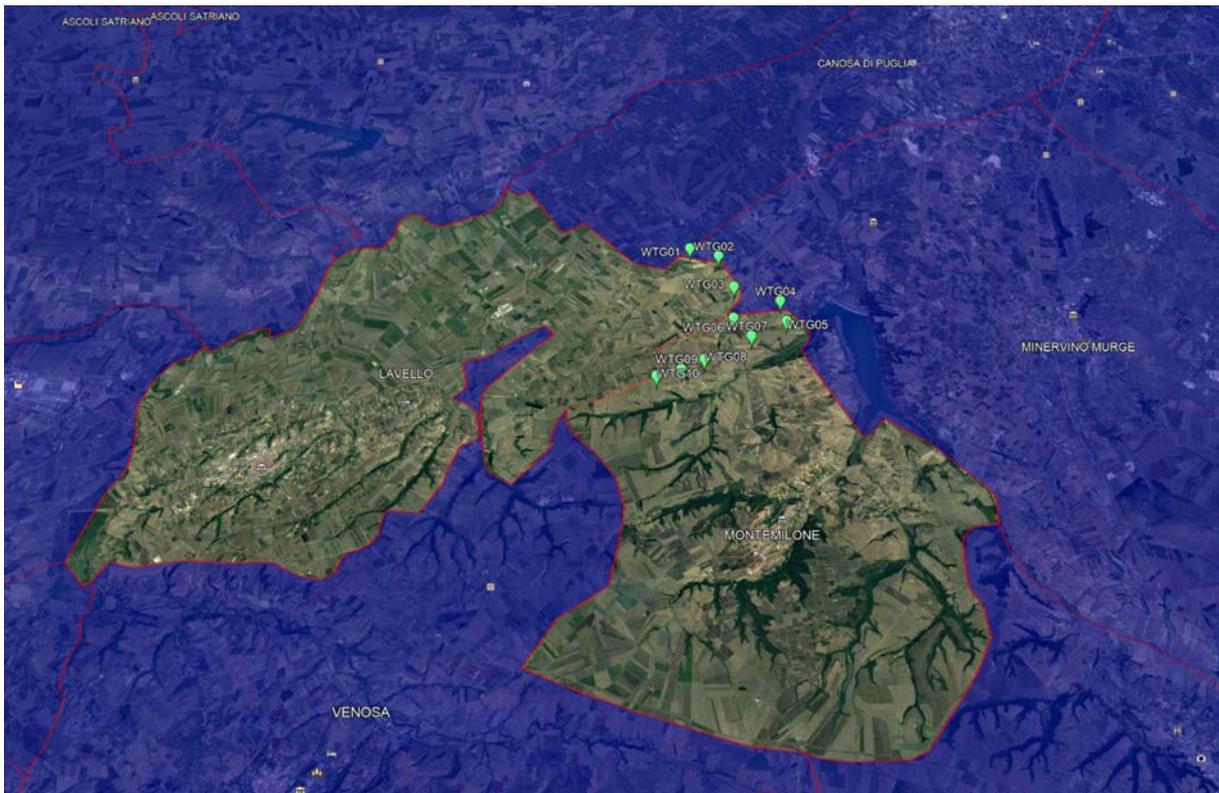


Figura 1: inquadramento territoriale su ortofoto - fonte Google Earth

✧ . . . ✧ . . . _____ . . . ✧ . . . ✧

Le coordinate geografiche nel sistema UTM WGS84 (F33) ove sono posizionati gli aerogeneratori sono rappresentate nella seguente Tabella 1.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]
WTG01	579,028	4,551,599
WTG02	579,919	4,551,298
WTG03	580,369	4,550,094
WTG04	581,770	4,549,545
WTG05	581,923	4,548,791
WTG06	580,322	4,548,913
WTG07	580,843	4,548,248
WTG08	579,411	4,547,419
WTG09	578,722	4,547,075
WTG10	577,988	4,546,842

Tabella 1: Coordinate aerogeneratori dell'impianto di progetto

/B/ Atlante Eolico "RSE"

Il sito dell'Atlante eolico fornisce dati ed informazioni sulla distribuzione della risorsa eolica sul territorio e nelle aree marine dell'Italia e nel contempo aiuta ad individuare le aree dove tali risorse possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico

L'Atlante è uno strumento destinato in particolare agli organismi pubblici che programmano l'uso del territorio, ai responsabili dello sviluppo della rete elettrica, agli investitori che valutano l'opportunità e i rischi associati ad iniziative per la realizzazione di centrali eoliche e a tutti gli organismi di ricerca interessati.

A partire da dati sulla ventosità ed informazioni sul territorio (altitudine, pendenza e rugosità del terreno, distanza dalla rete elettrica ecc.), nonché sulle caratteristiche tecniche di vari modelli di aerogeneratore, un modulo di calcolo valuta, in via preliminare, la producibilità e il costo dell'energia di un'ipotetica centrale eolica in un punto da lui prescelto sulle mappe.



Figura 2: Schermata atlante eolico RSE con Velocità media annuale del vento a 100m

Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m.

< 3 m/s

3 - 4 m/s

4 - 5 m/s

5 - 6 m/s

6 - 7 m/s

7 - 8 m/s

8 - 9 m/s

9 - 10 m/s

10 - 11 m/s

> 11 m/s

Confini Comunali

□

Come illustrato nelle immagini precedenti l'area interessata è caratterizzata da una velocità media del vento a 100 m di 7- 8 m/s.

/C/ CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA DELL'AREA DI PROGETTO

Al fine di definire le principali caratteristiche anemologiche del sito di progetto, la scrivente si è avvalsa di dati anemometrici in proprio possesso dell'area in questione. La disponibilità temporale di suddetti dati è di circa 25 anni.

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

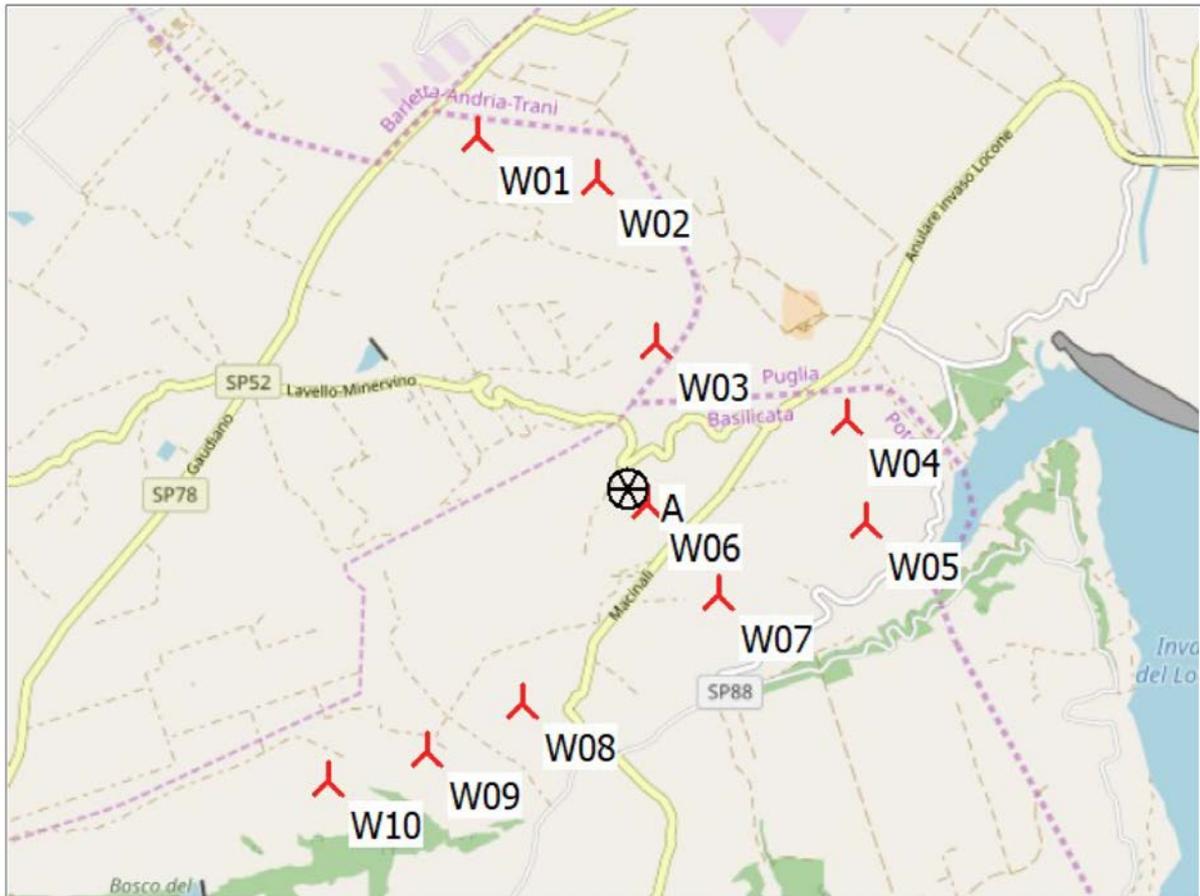


Figura 3: Ubicazione anemometro di riferimento rispetto al parco eolico in progetto

I principali dati di input determinanti per le analisi effettuate sono i seguenti:

- Ubicazione stazione di rilevamento (coord. UTM WGS84 Zona 33):
 - Est: 580 172
 - Nord: 4 549 010
- Periodo di osservazione: 01/01/1993 - 31/08/2019 (319,9 mesi)
- Parametri rilevati:
 - Velocità media
 - Intensità di turbolenza
 - Direzione del vento
 - Deviazione standard turbolenza
 - Deviazione standard velocità

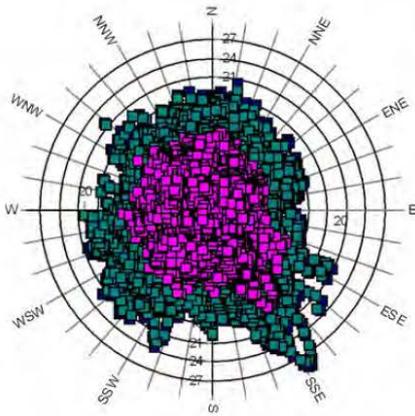
I dati raccolti hanno consentito l'elaborazione della rosa di distribuzione direzionale delle velocità, nonché dei dati relativi alla velocità media oraria e della direzione media oraria così come meglio rappresentati nei grafici seguenti.

□ . . . □ . . . □ . . . □

Meteo data report - Main results

Mast: EmdConwx_N41.120_E015.950; Auto created from online data import **Period:** Full period: 01/01/1993 - 31/08/2019 (319.9 months)

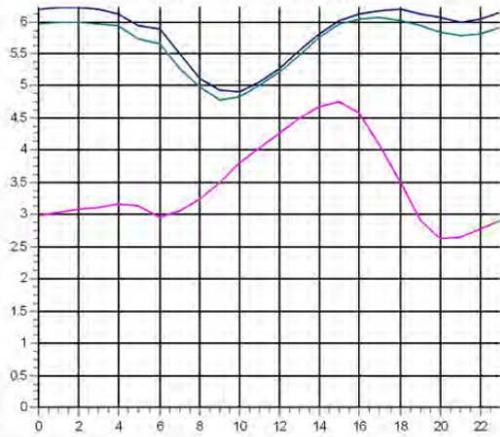
Wind speed/direction



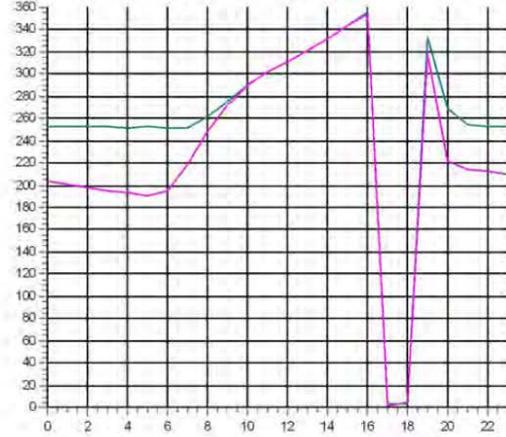
Statistics

Signal	Unit	Count	Of period [%]	Mean	Weibull mean	Weibull A	Weibull k
115.00m - I Synth	Mean wind speed, all	233712	100.0	5.82	5.99	6.76	2.07
115.00m - I Synth	Wind direction, all	233712	100.0	272.77			
115.00m - I Synth	Temperature, all	233712	100.0	15.82			
115.00m - I Synth	Shear, all	233712	100.0	0.19			
115.00m - I Synth	Shear, enabled	209194	89.5	0.19			
100.00m -	Mean wind speed, all	233712	100.0	5.66	5.83	6.58	2.08
100.00m -	Wind direction, all	233712	100.0	272.77			
100.00m -	Temperature, all	233712	100.0	15.82			
10.00m -	Mean wind speed, all	233712	100.0	3.47	3.45	3.88	1.73
10.00m -	Wind direction, all	233712	100.0	231.39			

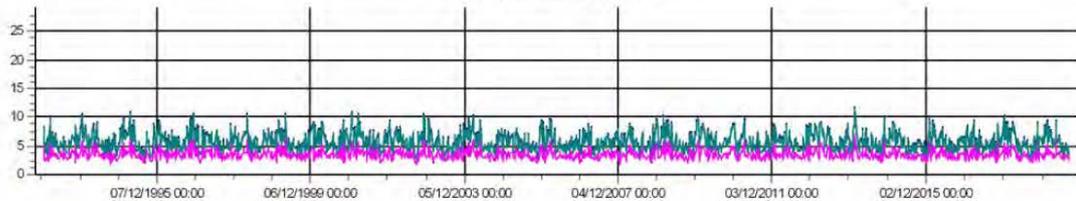
Hourly mean w ind speed



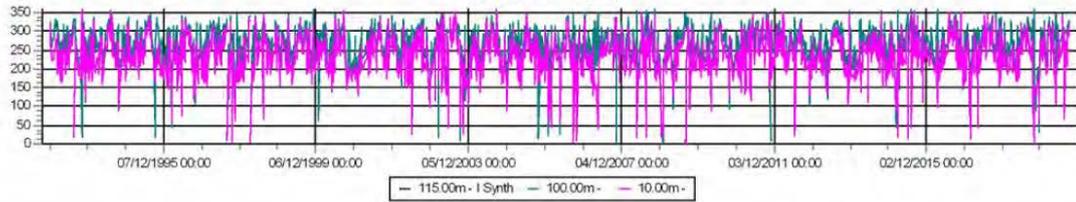
Hourly mean w ind direction



Wind speed, Averaging: Week



Wind direction, Averaging: Week



— 115.00m - I Synth — 100.00m - — 10.00m -

□ . . . □ . . . □ . . . □

Monthly wind speeds

115.00m - I Synth

Month	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
January	5.50	7.68	7.95	6.84	5.20	5.33	6.37	6.16	7.25	5.44	7.73	7.65	5.86	5.97	6.79	6.29	6.51	7.40	4.97	6.57
February	5.84	6.21	6.67	6.62	6.22	5.29	7.51	6.12	6.90	6.59	5.55	7.83	6.44	6.62	6.75	5.46	8.16	8.24	5.74	6.66
March	6.08	5.30	8.14	5.16	6.11	7.32	6.39	6.66	8.13	6.61	5.35	6.48	5.32	7.54	6.53	7.63	8.09	6.39	7.20	5.31
April	6.14	6.99	6.50	5.88	6.39	7.62	6.59	7.36	6.46	6.18	5.91	6.23	6.52	5.56	3.93	7.39	6.29	5.41	5.19	7.14
May	4.43	6.72	5.96	5.95	5.57	5.29	5.04	4.72	5.48	5.90	4.48	6.14	5.69	5.08	5.45	5.62	4.80	6.35	5.17	5.92
June	5.23	5.31	4.66	5.02	5.90	4.81	5.31	5.13	5.89	4.61	3.55	4.71	4.64	4.80	4.76	4.51	4.97	5.66	5.39	5.07
July	5.13	4.68	4.16	5.33	5.37	5.19	4.85	5.80	5.17	5.57	5.04	4.80	5.34	4.33	5.19	5.57	4.86	4.61	5.11	5.45
August	4.48	4.77	3.99	4.68	4.82	4.29	4.56	4.34	4.81	5.01	4.21	4.90	5.26	5.55	6.05	4.32	4.00	4.74	4.31	4.57
September	5.72	4.87	6.07	6.52	4.29	6.30	4.64	6.28	5.80	4.51	4.89	4.40	4.71	4.96	6.05	4.89	4.60	5.93	4.29	4.90
October	5.84	5.35	3.23	6.47	5.40	6.25	5.39	5.63	3.75	6.07	6.47	5.65	4.30	5.01	5.12	5.02	5.56	5.53	5.77	5.04
November	6.49	4.98	7.37	7.96	6.89	6.44	5.16	7.41	7.10	8.51	5.84	6.58	5.86	5.26	6.40	6.84	5.74	7.62	4.73	6.77
December	7.65	5.73	6.97	6.71	6.94	5.56	8.12	6.48	7.04	5.88	7.34	6.73	7.64	4.86	5.64	7.57	7.64	7.61	7.28	7.55
mean, all data	5.71	5.71	5.97	6.09	5.75	5.81	5.82	6.00	6.14	5.90	5.54	6.00	5.63	5.45	5.72	5.93	5.92	6.28	5.43	5.91
mean of months	5.71	5.72	5.97	6.09	5.76	5.81	5.83	6.01	6.15	5.91	5.53	6.01	5.63	5.46	5.72	5.93	5.94	6.29	5.43	5.91

Monthly wind speeds

115.00m - I Synth

Month	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Mean	Mean of month
January	7.22	7.29	7.01	6.75	6.10	6.88	7.63	6.61	6.61
February	6.33	7.99	6.87	8.11	6.44	6.83	7.24	6.71	6.71
March	8.19	5.32	7.05	6.09	6.61	8.31	6.55	6.66	6.66
April	6.20	6.47	5.90	6.42	6.30	5.26	6.41	6.25	6.25
May	6.59	5.83	5.31	6.66	5.41	4.59	6.41	5.58	5.58
June	5.16	4.79	4.98	5.20	4.78	5.63	4.42	5.00	5.00
July	4.42	5.57	4.22	4.48	4.95	5.30	4.61	5.00	5.00
August	4.55	4.86	4.44	4.95	4.91	3.65	4.13	4.64	4.64
September	5.25	4.63	5.33	4.26	5.64	4.38		5.16	5.16
October	5.03	4.87	5.31	5.62	5.29	6.21		5.35	5.35
November	6.91	6.92	4.63	6.60	6.10	6.03		6.43	6.43
December	5.19	6.16	3.58	4.94	7.60	6.03		6.56	6.56
mean, all data	5.92	5.88	5.38	5.83	5.84	5.76	5.92	5.83	
mean of months	5.92	5.89	5.39	5.84	5.84	5.76	5.93		5.83

Monthly wind speeds

10.00m -

Month	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
January	2.96	4.15	4.26	3.95	3.08	3.13	3.59	3.21	4.03	2.94	4.17	3.99	3.13	3.25	3.71	3.43	3.58	4.05	2.97	3.54
February	3.30	3.56	3.73	3.69	3.76	3.02	4.10	3.39	3.70	3.66	2.98	4.38	3.43	3.73	3.51	3.11	4.41	4.54	3.40	3.45
March	3.97	3.18	4.52	3.00	3.53	3.99	3.98	3.77	4.20	3.85	3.13	3.72	3.18	4.27	3.92	4.29	4.66	3.88	4.22	3.16
April	3.53	4.12	3.78	3.63	3.88	4.35	3.92	4.20	3.86	3.52	3.75	3.70	4.00	3.41	2.83	4.24	3.66	3.28	3.14	4.23
May	2.79	4.05	3.67	3.63	3.56	3.16	3.20	3.10	3.50	3.67	3.07	3.74	3.54	3.24	3.30	3.56	3.10	3.80	3.24	3.74
June	3.44	3.41	3.16	3.31	3.98	3.16	3.41	3.35	3.89	3.25	2.59	2.97	3.02	3.14	2.87	2.98	3.23	3.54	3.26	3.31
July	3.39	3.18	2.93	3.57	3.53	3.47	3.30	3.70	3.42	3.49	3.31	3.29	3.50	2.97	3.46	3.68	3.18	3.03	3.30	3.36
August	3.18	3.17	2.75	2.98	3.21	2.88	3.08	3.02	3.14	3.13	2.90	3.09	3.35	3.45	3.72	2.96	2.86	3.08	2.99	3.06
September	3.49	3.09	3.59	4.08	2.70	3.77	2.91	3.79	3.73	2.72	3.02	2.74	2.79	3.11	3.70	2.95	2.72	3.54	2.82	3.03
October	3.52	3.08	2.36	3.73	3.40	3.65	3.27	3.36	2.41	3.41	3.83	3.48	2.69	2.78	3.05	3.16	3.30	3.24	3.37	3.12
November	3.62	2.88	4.07	4.64	3.89	3.64	3.08	4.18	3.84	4.81	3.29	3.68	3.20	3.21	3.61	3.84	3.32	4.37	2.99	3.90
December	3.95	3.19	3.66	3.85	3.69	3.13	4.38	3.68	3.59	3.22	4.04	3.68	4.05	2.85	2.94	4.09	4.07	4.10	4.13	4.00
mean, all data	3.43	3.42	3.54	3.67	3.51	3.45	3.52	3.56	3.61	3.47	3.35	3.54	3.32	3.28	3.38	3.53	3.50	3.70	3.32	3.49
mean of months	3.43	3.42	3.54	3.67	3.52	3.45	3.52	3.56	3.61	3.47	3.34	3.54	3.32	3.28	3.39	3.52	3.51	3.70	3.32	3.49

Monthly wind speeds

10.00m -

Month	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Mean	Mean of month
January	3.99	4.16	3.59	3.73	3.20	3.84	3.79	3.61	3.61
February	3.66	4.58	3.85	4.44	3.50	3.92	4.10	3.74	3.74
March	4.85	3.08	3.96	3.45	3.76	4.74	3.64	3.85	3.85
April	3.76	3.65	3.58	3.74	3.78	3.19	3.84	3.72	3.72
May	4.04	3.55	3.29	4.07	3.39	2.78	3.80	3.47	3.47
June	3.38	2.96	3.30	3.31	3.19	3.50	3.06	3.26	3.26
July	3.02	3.46	2.98	2.99	3.39	3.41	3.12	3.31	3.31
August	3.07	3.16	2.86	3.21	3.39	2.49	2.90	3.08	3.08
September	3.26	2.82	3.20	2.65	3.44	2.79		3.17	3.17
October	3.11	2.94	3.22	3.22	3.40	3.64		3.22	3.22
November	3.76	3.99	2.88	3.82	3.51	3.40		3.67	3.67
December	3.25	3.28	2.31	2.84	3.87	3.04		3.57	3.57
mean, all data	3.59	3.46	3.25	3.45	3.49	3.39	3.53	3.47	
mean of months	3.60	3.47	3.25	3.46	3.49	3.39	3.53		3.47

I dati elaborati hanno consentito la determinazione della distribuzione direzionale e il profilo del vento per il sito specifico.

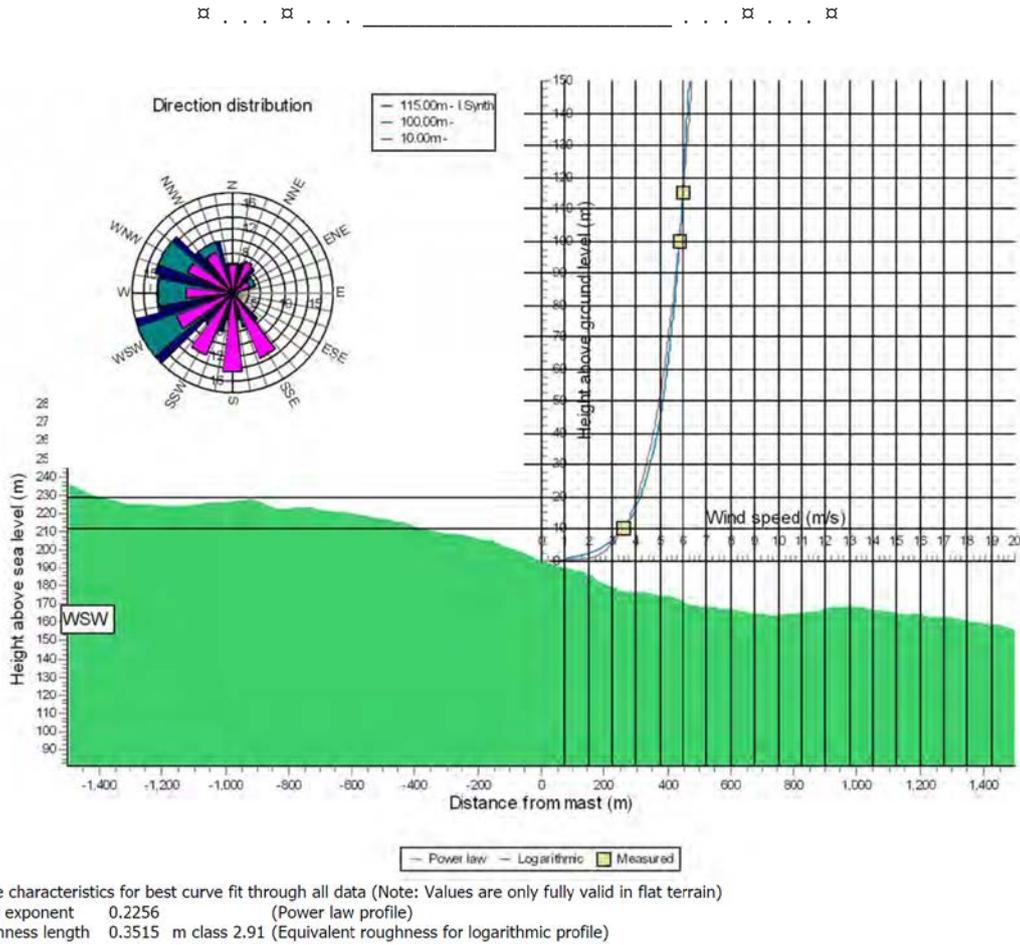


Figura 4: Distribuzione direzionale e profilo del vento

Come rappresentato dalla Figura 4, la direzione prevalente del vento risultante dall'analisi in mesoscala è WSW (Ovest-SudOvest), mentre ci consente di verificare che all'altezza al mozzo delle turbine è superiore a 6,00 m/sec, inoltre dai grafici mensili cumulativi dei dati si può osservare che la velocità media è superiore ai 5,00 m/sec e per alcuni mesi è superiore a 6,50m/sec.

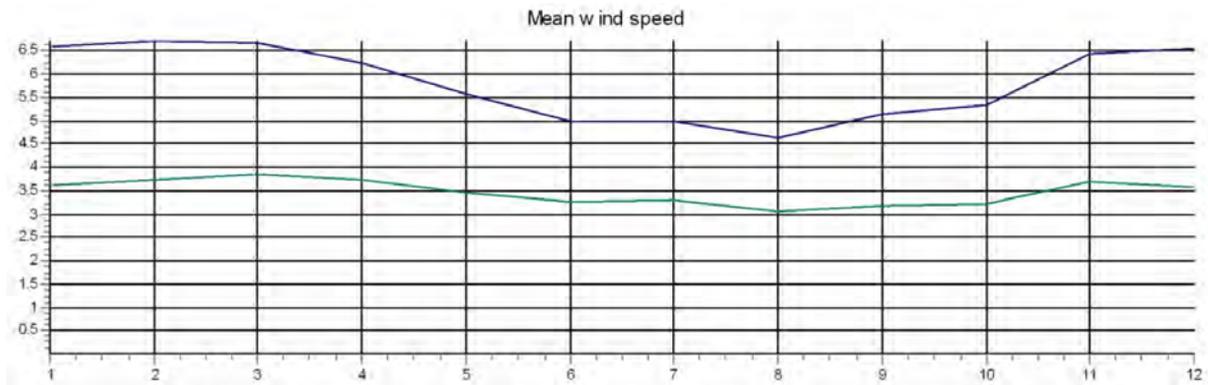


Figura 5: Grafico mensile cumulativo della velocità media del vento

/D/ PRODUCIBILITÀ DEL PARCO

I. Producibilità Lorda

La producibilità lorda del parco eolico, oggetto del presente studio, è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore previsto da progetto, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

- Altezza mozzo: fino a 115,00m;
- Diametro Rotore: fino a 170,00m
- Potenza: 6200kW limitata fino a 4500kW
- Classe IEC: S

Inoltre è stata utilizzata come curva di potenza rappresentativa dell'aerogeneratore, quella calcolata alla densità dell'aria di $1,170 \text{ kg/m}^3$, corrispondente all'altitudine media del sito (comprensiva dell'altezza al mozzo).

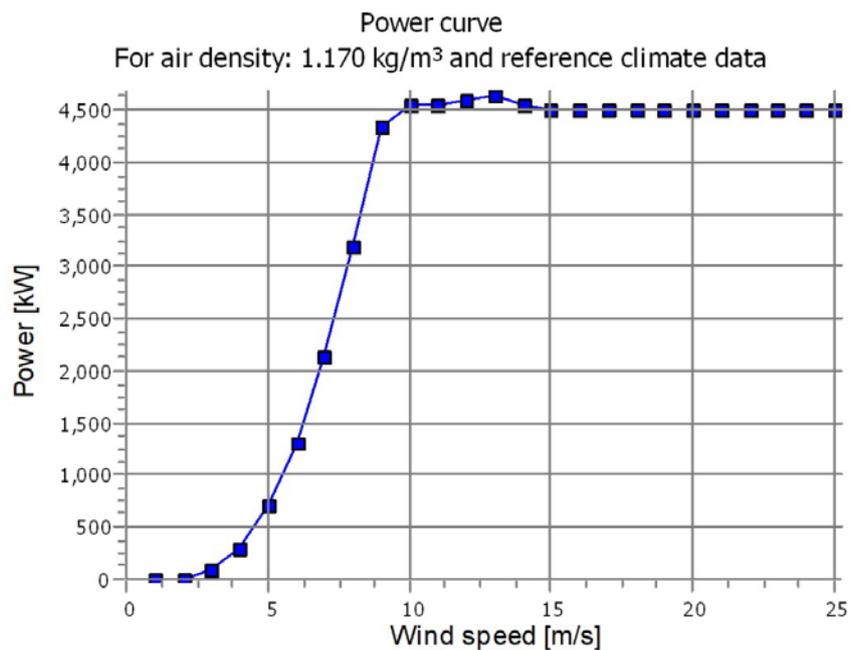


Figura 6: Grafico della Curva di Potenza dell'aerogeneratore alla densità dell'aria pari a $1,170 \text{ kg/m}^3$

Oltre alla curva di potenza si è considerata anche la cosiddetta curva di spinta (C_t), utile alla determinazione delle perdite che si vanno a realizzare per l'effetto scia.

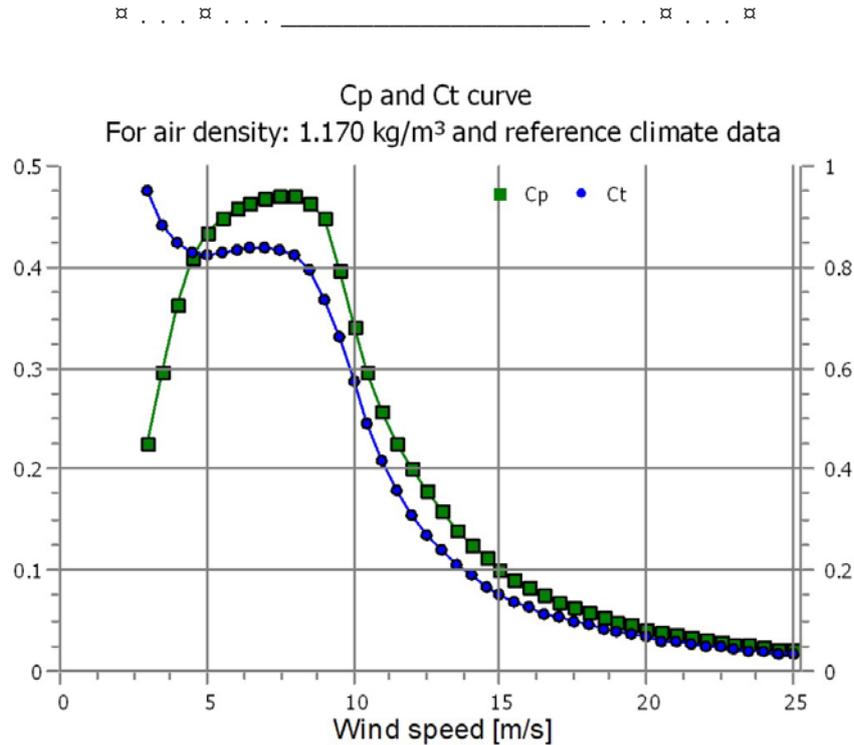


Figura 7: Grafico relativo alla Curva di Potenza ed alla Curva di Spinta dell'aerogeneratore alla densità dell'aria pari a 1,170 kg/m³

I risultati ottenuti con il modello di calcolo, macchina per macchina e per l'insieme dell'impianto, sono riportati nella tabella sottostante. I risultati di producibilità sono al netto delle perdite per scia indotta tra le macchine.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Gross AEP [MWh/anno]	Ore [Anno]	Efficienza [%]	U [m/s]
WTG01	579,028	4,551,599	15335	3408	98.40	5.95
WTG02	579,919	4,551,298	13231	2940	94.90	5.62
WTG03	580,369	4,550,094	14450	3211	95.30	5.88
WTG04	581,770	4,549,545	14864	3303	91.60	6.11
WTG05	581,923	4,548,791	14721	3271	91.60	6.06
WTG06	580,322	4,548,913	15035	3341	94.60	6.04
WTG07	580,843	4,548,248	14713	3270	92.20	6.04
WTG08	579,411	4,547,419	14893	3310	91.80	6.10
WTG09	578,722	4,547,075	15563	3458	93.60	6.20
WTG10	577,988	4,546,842	15368	3415	98.10	5.97

Tabella 2: Risultati ottenuti dal modello di calcolo tramite software WindPro

Le ore di funzionamento riportate in tabella 2, così come tutti quelli rappresentati nel presente documento, sono calcolati in funzione della potenza limitata a 4500kW e non della potenza nominale di 6200kW.

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

II. Producibilità attesa al netto delle perdite

La producibilità lorda definita nel paragrafo precedente è ottenuta dal processo di calcolo che tiene conto unicamente delle perdite dovute all'effetto scia che si genera tra gli aerogeneratori, pertanto a tali producibilità lorde devono essere sottratte le perdite dovute all'impianto e cioè:

Perdite considerate	Incidenza %
Disponibilità aerogeneratori	- 3,00
Disponibilità B.O.P.	- 1,00
Disponibilità rete	- 0,20
Perdite elettriche	- 2,00
Prestazione aerogeneratori	- 2,00
Densità dell'aria	- 2,50
Altre perdite	- 0,50
TOTALE PERDITE	- 10,70

Tabella 3: Perdite ipotizzate

Le perdite ipotizzate in Tabella 3 dovranno essere verificati successivamente, una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura delle turbine, costruzione del parco e relativo esercizio.

Pertanto possiamo riassumere i valori di producibilità lorda e netta nella seguente tabella:

Gross AEP [MWh/anno]	Gross AEP [ore/anno]	Perdite totali %	NET AEP [MWh/anno]	NET AEP [ore/anno]
148176	3293	- 10,70	132321	2940

Tabella 4: Confronto Producibilità lorda (Gross) e netta (NET)

Per i singoli aerogeneratori risultano invece le seguenti producibilità nette:

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Net AEP [MWh/anno]	Ore [Anno]
WTG01	579,028	4,551,599	13694	3043
WTG02	579,919	4,551,298	11815	2626
WTG03	580,369	4,550,094	12904	2868
WTG04	581,770	4,549,545	13274	2950
WTG05	581,923	4,548,791	13146	2921
WTG06	580,322	4,548,913	13426	2984
WTG07	580,843	4,548,248	13139	2920
WTG08	579,411	4,547,419	13299	2955
WTG09	578,722	4,547,075	13898	3088
WTG10	577,988	4,546,842	13724	3050

Tabella 5: Producibilità netta per singoli aerogeneratori

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

/E/ VERIFICA CONFORMITÀ PEAR BASILICATA

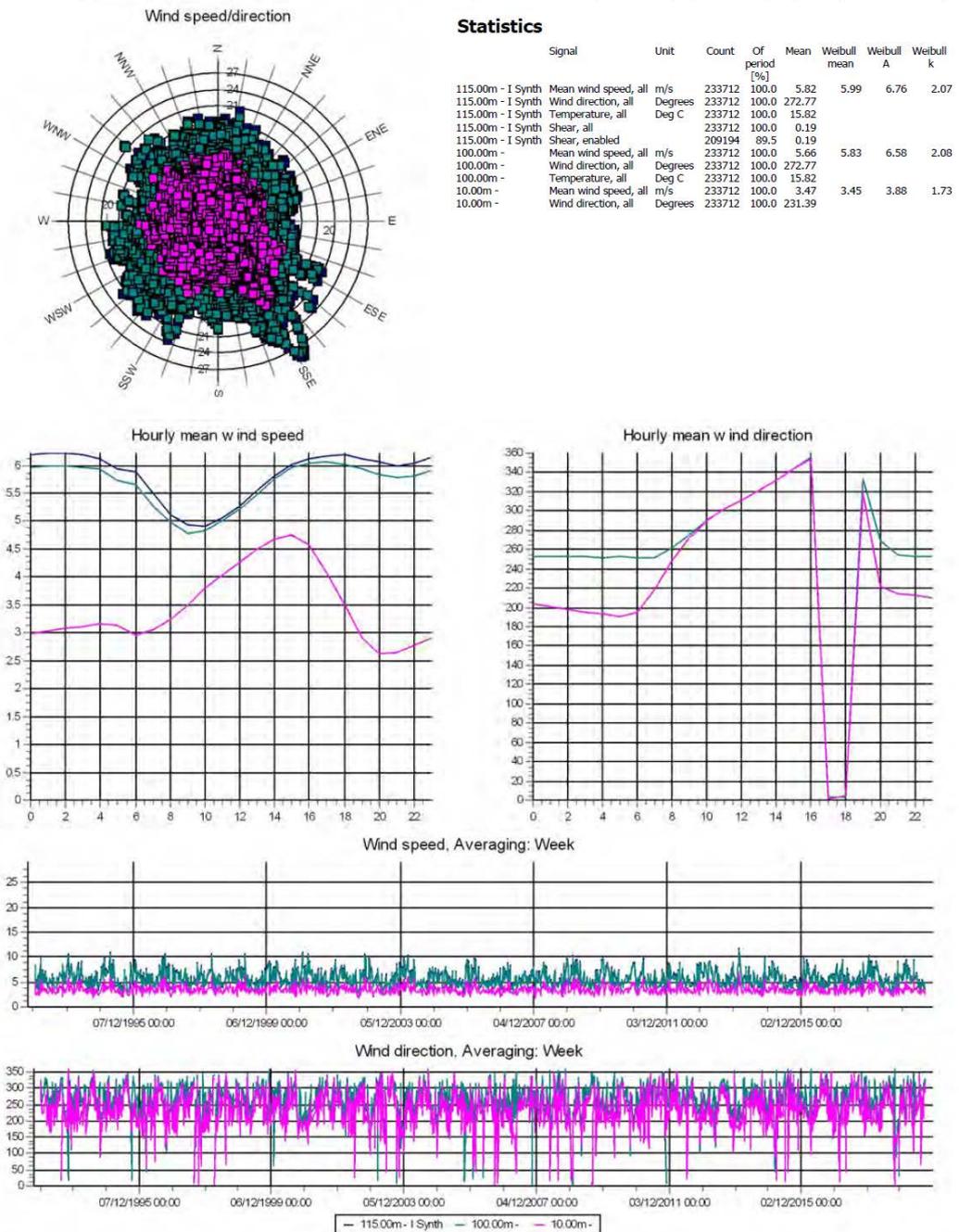
Il PEAR Basilicata per gli impianti di specie richiede che vengano soddisfatti dei vincoli tecnici minimi per l'avvio del procedimento autorizzativo, che sono:

- a) Velocità media annua a 25m dal suolo non inferiore a 4m/s.

Il risultato dell'analisi anemologica del sito rappresentato nella seguente figura evidenzia che a 25m dal suolo la velocità media del vento è circa 5m/sec, il che rende verificata la condizione richiesta.

Meteo data report - Main results

Mast: EmdConvx_N41.120_E015.950; Auto created from online data import **Period:** Full period: 01/01/1993 - 31/08/2019 (319.9 months)



- b) Ore equivalenti del generatore non inferiori a 2000.

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

Nel capitolo precedente è stato trattato il calcolo della producibilità netta dell'impianto, da cui sono scaturiti i seguenti risultati:

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Net AEP [MWh/anno]	Ore [Anno]
WTG01	579,028	4,551,599	13694	3043
WTG02	579,919	4,551,298	11815	2626
WTG03	580,369	4,550,094	12904	2868
WTG04	581,770	4,549,545	13274	2950
WTG05	581,923	4,548,791	13146	2921
WTG06	580,322	4,548,913	13426	2984
WTG07	580,843	4,548,248	13139	2920
WTG08	579,411	4,547,419	13299	2955
WTG09	578,722	4,547,075	13898	3088
WTG10	577,988	4,546,842	13724	3050

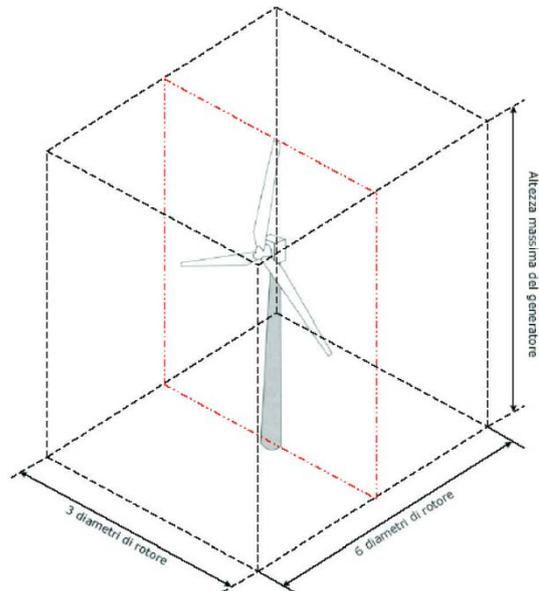
Pertanto possiamo confermare che ogni singolo aerogeneratore rispetta il vincolo del funzionamento per almeno 2000 ore equivalenti annuali.

- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,2 kWh/(anno · mc), come riportato nella formula seguente:

$$E_v = E / (18D^2 \cdot H)$$

Posto che:

- "D" è diametro del rotore avente dimensione fino a 170m;
- "H" è l'altezza al mozzo avente dimensione fino a 115m;
- "E" è l'energia netta annuale prodotta dal singolo aerogeneratore;



□ . . . □ . . . □ . . . □

I valori della densità volumetrica di energia annua per singolo generatore sono:

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Net AEP [MWh/anno]	Ev [kWh/(m ³ *anno)]
WTG01	579,028	4,551,599	13694	0.23
WTG02	579,919	4,551,298	11815	0.20
WTG03	580,369	4,550,094	12904	0.22
WTG04	581,770	4,549,545	13274	0.22
WTG05	581,923	4,548,791	13146	0.22
WTG06	580,322	4,548,913	13426	0.22
WTG07	580,843	4,548,248	13139	0.22
WTG08	579,411	4,547,419	13299	0.22
WTG09	578,722	4,547,075	13898	0.23
WTG10	577,988	4,546,842	13724	0.23

Tabella 6: Risultati verifica della densità volumetrica di energia annua unitaria

Da cui risulta evidente che per ogni aerogeneratore di progetto la densità volumetrica di energia è superiore a 0,2 kWh/(m³*anno).

- d) Numero massimo di aerogeneratori pari a 30 che viene ridotto a 10 nel caso di aree di valore naturalistico elevato.
- Il parco eolico oggetto del presente studio è localizzato al di fuori di aree di valore naturalistico elevato, pertanto risulta ampiamente verificata tale indicazione poiché costituito da un massimo di 10 aerogeneratori.

/F/ CONCLUSIONI

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di diversi anni. È possibile giungere ad una valutazione utile della risorsa eolica grazie a calcoli e confronti con dati di stazioni anemometriche considerate storiche perché con un periodo di rilevazione di 10 anni e oltre.

L'analisi e l'elaborazione dei dati della stazione non ha evidenziato particolari carenze o lacune.

I risultati delle attività, dalla validazione alla elaborazione del dato, sono ampiamente descritti nel presente studio ed indicano che il sito è interessato da un buon regime di venti, tipico della zona di appartenenza, soprattutto in relazione all'energia specifica della vena fluida.

Anche l'attività di valutazione della ventosità di lungo periodo è stata svolta con profitto avendo riscontrato un buon coefficiente di correlazione e buona sintonia degli andamenti delle velocità medie mensili contemporanee con il riferimento di lungo periodo considerato.

Positiva è risultata anche la verifica della condizione richiesta di ventosità superiore a 4 m/s a 25 m dal suolo.

Si può quindi affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.