

Regione MOLISE
Città di CAMPOBASSO
COMUNE di GUGLIONESI



PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO
DI UN IMPIANTO EOLICO DI POTENZA 39.2 MW NEL COMUNE
DI GUGLIONESI E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

(art. 23, d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152)

Formato:

A4

Sezione:

SEZIONE AN - STIMA ANEMOLOGICA

Scala:

-

Elaborato:

STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

Revisione:

00

Codice elaborato:

LWG01_AN01

Il proponente:

LE.RO.DA. WIND S.r.l.

Piazza Alberico Gentili, 6 – 90143 PALERMO (PA)

07121980820

le.ro.da.windsrl@legalmail.it



LE.RO.DA. WIND

LE. RO. DA. WIND SRL
Piazza Alberico Gentili, 6 - 90143 Palermo
PA - 438351
07121980820

Il progettista:

dott. ing. ALESSIO ZAMBRANO

Via Bellini, 77 – 84081 BARONISSI (SA)

alessio.zambrano@ordingsa.it



	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	1 di 20

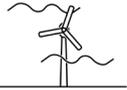
INDICE

1	DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	5
1.1	Caratteristiche tecniche e soluzione di connessione alla RTN	6
1.2	Layout d'impianto	6
1.2.1	Aerogeneratori.....	7
2	METODOLOGIA DI ANALISI	8
3	CALIBRAZIONE E VALIDAZIONE MODELLO NUMERICO	10
3.1	Modello digitale di terreno.....	10
3.2	Modello di rugosità superficiale.....	11
3.3	Modello di campo e flusso ventoso	12
3.4	Densità dell'aria.....	14
4	STIMA DI PRODUCIBILITÀ	15
4.1	Layout di impianto e stima di producibilità	15
4.2	Perdite tecniche e stima della produzione netta	18
4.3	Incertezze e livelli di affidabilità percentili	18
5	CONCLUSIONI	20

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	2 di 20

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto su IGM 1:25.000.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Rappresentazione modello di terreno digitale.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4 – Individuazione della stazione anemometrica di misura.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 5 – Statistiche dati di vento della stazione anemometrica di misura.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 6 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 8 – Curva di potenza standard e curva di potenza a densità dell'aria di sito ad altezza mozzo.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 9 – Stima di producibilità e statistiche layout di impianto.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 10 – Stima di producibilità layout di impianto.....</i>	<i>20</i>

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	3 di 20

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 –Coordinate aerogeneratori di progetto.</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 2 – Riferimenti catastali aerogeneratori di progetto.....</i>	<i>6</i>

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	4 di 20

PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, ed opere di connessione annesse, nel Comune di Guglionesi in località Solagne Grandi.

Il progetto si riferisce ad un impianto eolico di potenza totale di 39.2 MW, e si costituisce di:

- n. 7 aerogeneratori di potenza nominale 5.6 MW, di diametro di rotore 162 m e di altezza al mozzo 119 m, assimilabili al tipo Vestas V162;
- n. 1 cabina di raccolta a misura in media tensione a 30 kV;
- linee elettriche in media tensione a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione degli aerogeneratori alla cabina di raccolta e misura;
- una stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV utente;
- linee elettriche in media tensione a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione della cabina di raccolta e misura e la stazione elettrica di utente;
- una sezione di impianto elettrico comune con altri impianti produttori, necessaria per la condivisione dello stallo in alta tensione a 150 kV, assegnato dal gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) all'interno della futura stazione elettrica della RTN denominata "MONTECILFONE 380/150/36 kV";
- tutte le apparecchiature elettromeccaniche in alta tensione di competenza utente da installare all'interno della futura stazione elettrica della RTN "MONTECILFONE 380/150/36 kV", in corrispondenza dello stallo assegnato;
- una linea elettrica in alta tensione a 150 kV in cavo interrato per l'interconnessione della sezione di impianto comune e la futura stazione elettrica della RTN "MONTECILFONE 380/150/36 kV".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società LE.RO.DA WIND S.r.l., avente sede legale in Piazza Alberico Gentili 6, 90143 Palermo, P.IVA 07121980820.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	5 di 20

1 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico di progetto è situato tra i Comuni di Guglionesi (CB), Montenero di Bisaccia (CB), Termoli (CB) e Montecilfone (CB), e si costituisce di n. 7 aerogeneratori, denominati rispettivamente con il prefisso "WTG". Gli aerogeneratori di progetto hanno potenza nominale pari a 5,6 MW per una potenza complessiva di 39.2 MW, con altezza al mozzo 119 m e diametro di rotore di 162 m.

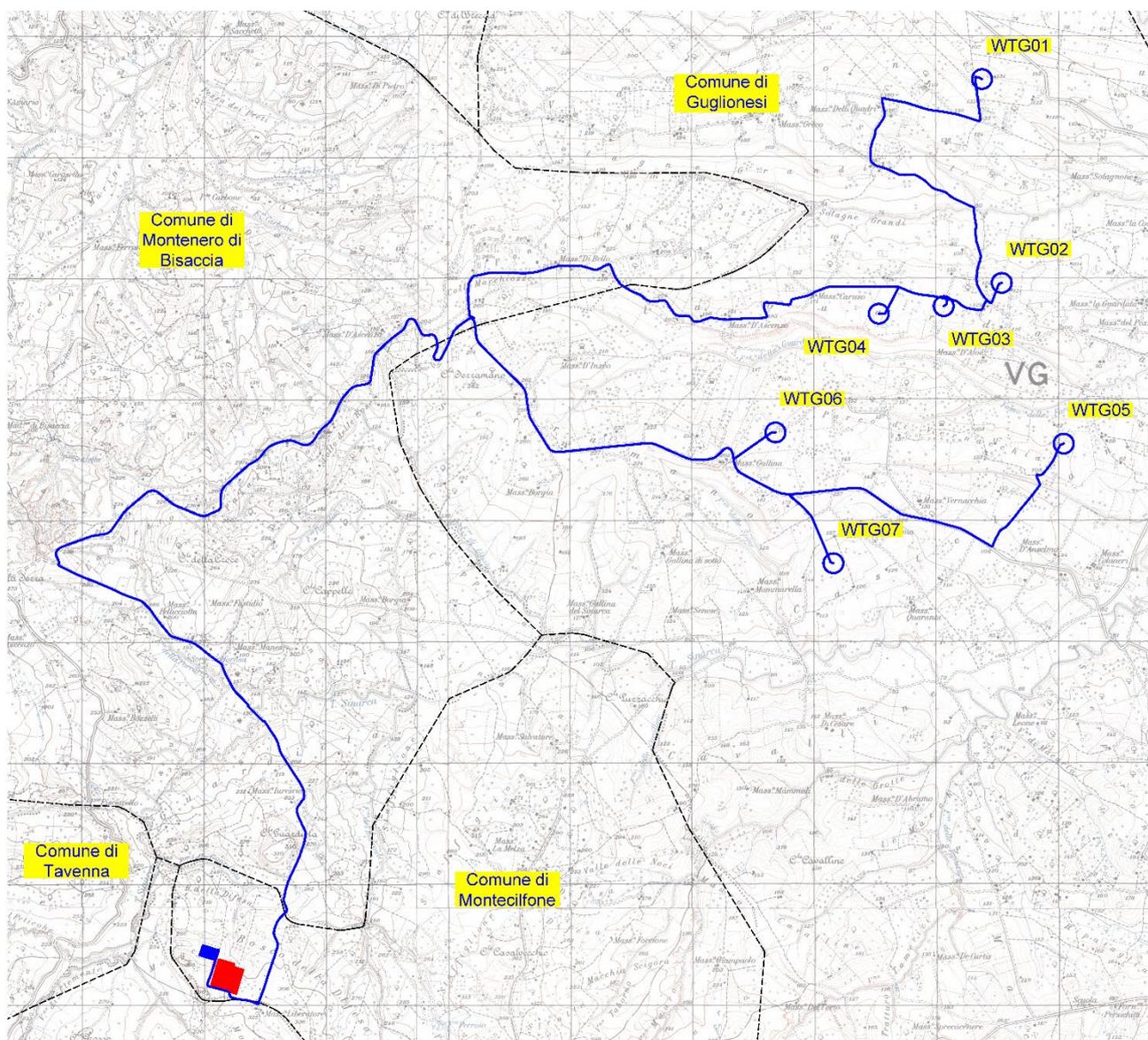


Figura 1 – Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto su IGM 1:25.000.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	6 di 20

Si riportano di seguito Tabella 1 le coordinate degli aerogeneratori:

Tabella 1 –Coordinate aerogeneratori di progetto.

ID WTG	UTM WGS-84 E	UTM WGS-84 N
WTG01	490302	4647453
WTG02	490464	4645772
WTG03	489988	4645580
WTG04	489457	4645518
WTG05	490971	4644445
WTG06	488611	4644537
WTG07	489085	4643458

e in Tabella 2 i riferimenti catastali:

Tabella 2 – Riferimenti catastali aerogeneratori di progetto.

ID WTG	IDENTIFICAZIONE CATASTALE
WTG01	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 8 Particella: 61
WTG02	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 16 Particella: 104
WTG03	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 15 Particella: 69
WTG04	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 14 Particella: 27
WTG05	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 27 Particella: 128
WTG06	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 26 Particella: 25
WTG07	Comune GUGLIONESI (CB) Foglio: 39 Particella: 19

1.1 Caratteristiche tecniche e soluzione di connessione alla RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV con una stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Larino-Gissi" denominata "Montecilfone".

1.2 Layout d'impianto

L'impianto eolico di progetto prevede la realizzazione di:

- n. 7 aerogeneratori;
- n. 7 cabine all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- n. 7 opere di fondazione su plinto per gli aerogeneratori;
- n. 7 piazzole di montaggio, con adiacenti piazzole temporanee di stoccaggio;
- opere temporanee per il montaggio del braccio gru;
- viabilità di progetto interna all'impianto e che conduce agli aerogeneratori;
- un cavidotto interrato interno, in media tensione, per il collegamento tra gli aerogeneratori;

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	7 di 20

- un cavidotto interrato esterno, in media tensione, per il collegamento del campo eolico alla futura stazione elettrica RTN.

1.2.1 Aerogeneratori

Per gli aerogeneratori di progetto si considera diametro di rotore 162 m e altezza al mozzo 119 m, assimilabili al modello Vestas V162, senza escludere la possibilità, nelle fasi successive della progettazione, la possibilità di variare la tipologia di aerogeneratore, ferme restando le caratteristiche dimensionali indicate nel presente elaborato. Gli aerogeneratori sono connessi tra loro per mezzo del cavidotto interno in media tensione e le cabine interne alle torri.

	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	8 di 20

2 METODOLOGIA DI ANALISI

L'analisi dei dati anemometrici disponibili, così come il modello di elaborazione e simulazione predisposto per la stima di produzione energetica attesa dall'impianto è stata elaborata attraverso l'utilizzo del software di settore windPRO (con impiego di motore e metodologia WAsP), tra i più affermati per completezza relativa alle elaborazioni di stima della resa energetica degli impianti eolici attraverso le analisi dei flussi ventosi.

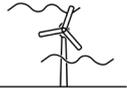
I dati di input del software prevedono l'iniziale costruzione di:

- un modello digitale del terreno (DTM) attraverso l'utilizzo di grid satellitari implementabili con eventuali CTR e/o rilievi puntuali;
- la definizione della rugosità superficiale;
- i dati di velocità e direzione del vento eventualmente disponibili per diverse altezze e/o differenti posizioni;
- l'inserimento di eventuali ostacoli naturali o infrastrutturali che possano esercitare un sensibile effetto nei confronti del regime anemologico locale.

A valle dell'analisi dei dati anemometrici volta all'epurazione di eventuali anomalie di registrazione e/o di valori non attendibili o non ammissibili, il successivo utilizzo del codice di simulazione anemologica WAsP prevede l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola o su più posizioni di stazioni anemometriche, che permette di calcolare la distribuzione, quindi la mappatura a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura.

I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle turbine, associati alle curve di potenza del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle eventuali perdite per scia aerodinamica indotte dalle mutue interferenze tra le turbine o relative alla presenza di altri impianti.

L'arricchimento dell'utilizzo del motore WAsP all'interno del software windPRO permette inoltre di ottimizzare il calcolo e la valutazione della resa energetica attesa dalle turbine in funzione della variazione della curva di potenza degli aerogeneratori in virtù della densità atmosferica dell'area in esame. Tale procedura è resa possibile attraverso l'accesso a database di stazioni meteorologiche

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	9 di 20

che permettono di estrapolare, e quindi ricalcolare, la densità specifica di sito in funzione della quota altimetrica di riferimento e dell'altezza del mozzo degli aerogeneratori considerati.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	10 di 20

3 CALIBRAZIONE E VALIDAZIONE MODELLO NUMERICO

3.1 Modello digitale di terreno

Per le specifiche valutazioni di dettaglio è stato realizzato un modello orografico digitale che, sulla base del grid estrapolato in download dal satellite, georeferenziato e verificato con la sovrapposizione con le curve di livello della Carta Tecnica Regionale, descrive in modo del tutto fedele ed attendibile l'andamento altimetrico dell'area geografica di interesse. Il DTM è stato elaborato con uno step di 10 m.

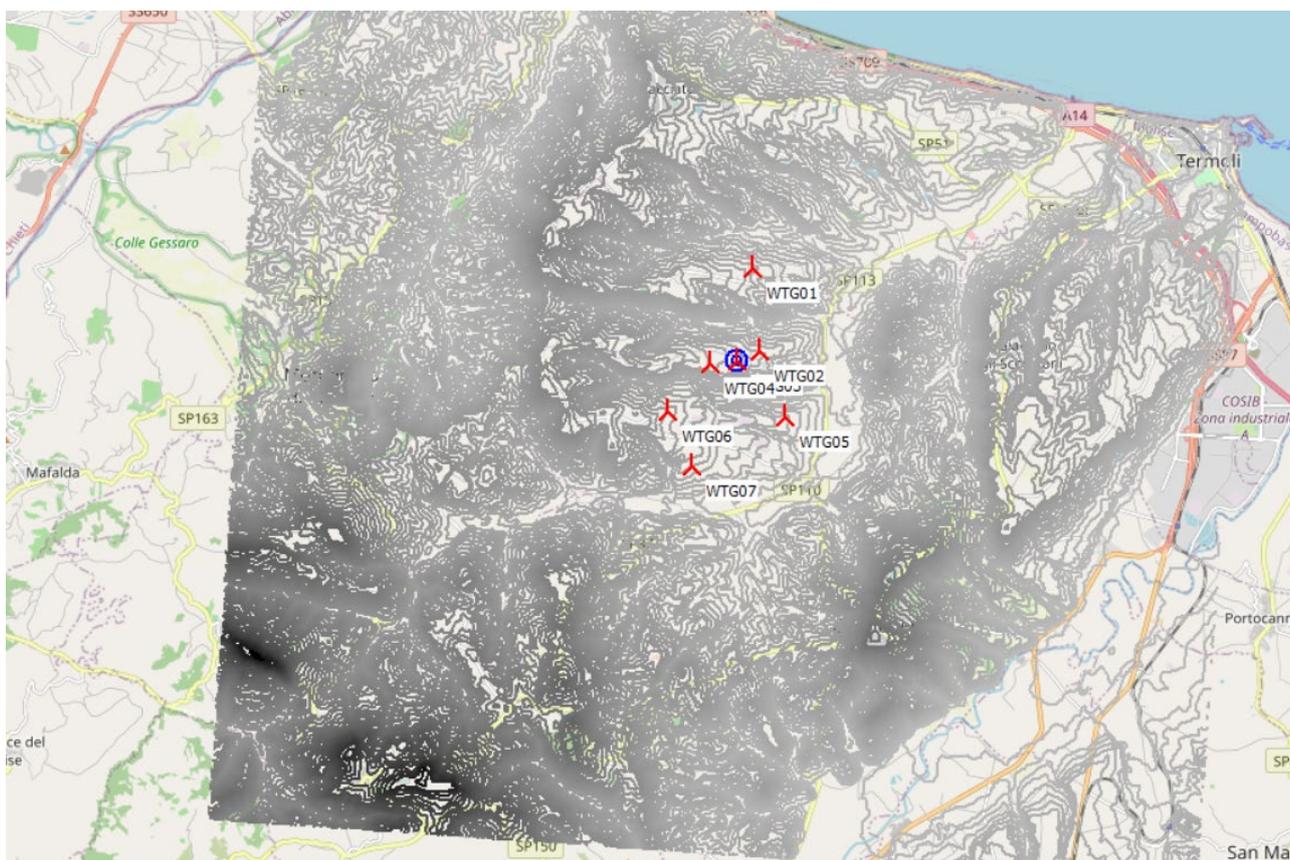


Figura 2 – Rappresentazione modello di terreno digitale.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	11 di 20

3.2 Modello di rugosità superficiale

È stato predisposto il modello digitale che descrive la rugosità superficiale mediante le informazioni reperite dal progetto "Corine Land Cover 2018" che, con l'ausilio di satelliti, rende disponibili per l'elaborazione digitale, le informazioni specifiche per gran parte della superficie terrestre. Tali informazioni sono di fondamentale importanza per le analisi in quanto la rugosità superficiale terrestre, cioè la tipologia di suolo, la differente distribuzione ed altezza della copertura vegetazionale, gioca un ruolo fondamentale relativamente la frizione, la distorsione e la variabilità della velocità del vento.

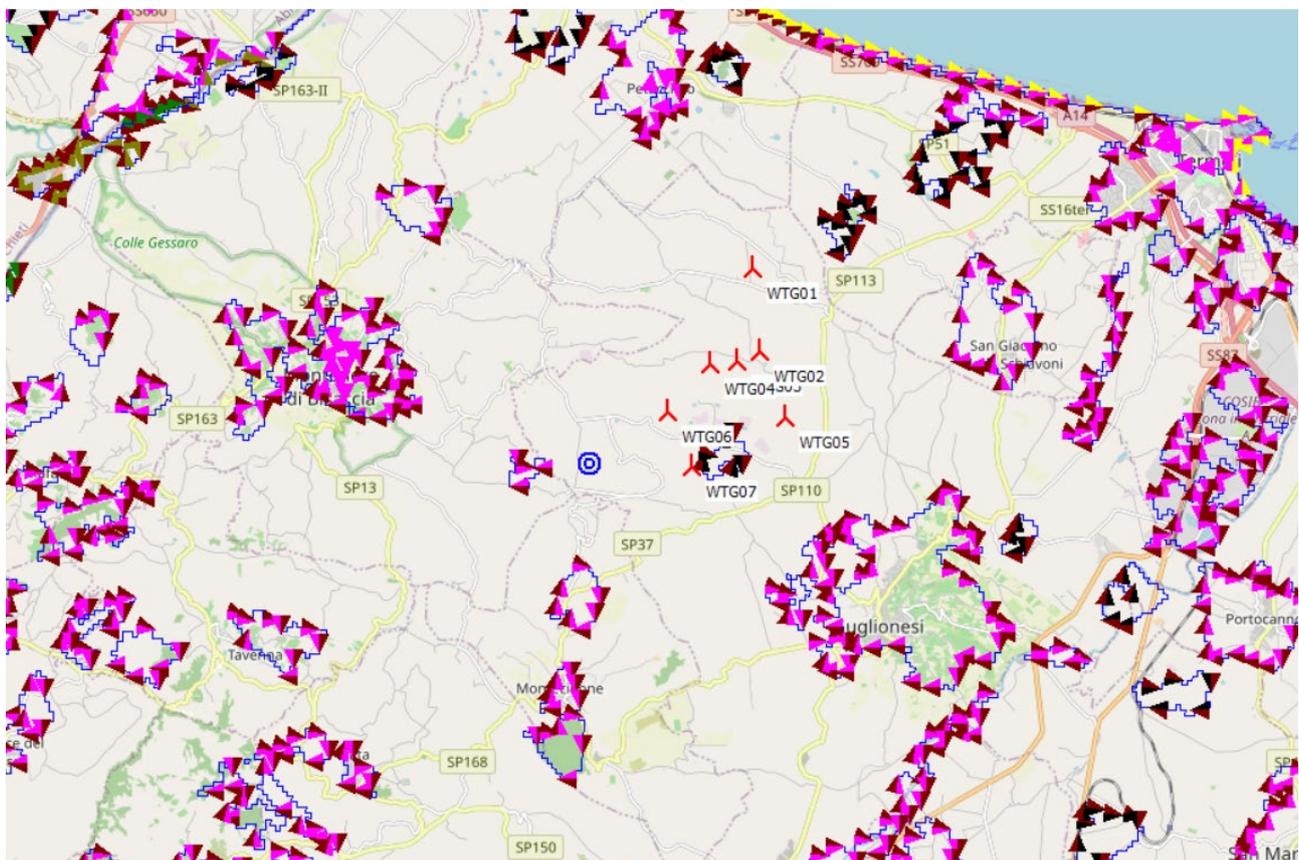


Figura 3 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	12 di 20

3.3 Modello di campo e flusso ventoso

Per la caratterizzazione anemologica dell'area di indagine e la valutazione dell'andamento del flusso e del campo di vento, sono stati considerati i dati anemologici riferiti ad una stazione di misura di altezza 50 m dotata di n. 3 sensori di velocità (50, 40 e 30 m) e n. 2 sensori di direzione (50 e 30 m) nonché n. 1 sensori di temperatura, posizionata all'interno della superficie descritta dal layout di impianto, avente database di 3 anni e 5 mesi (periodo di misura 02/11/2009-31/03/2013).

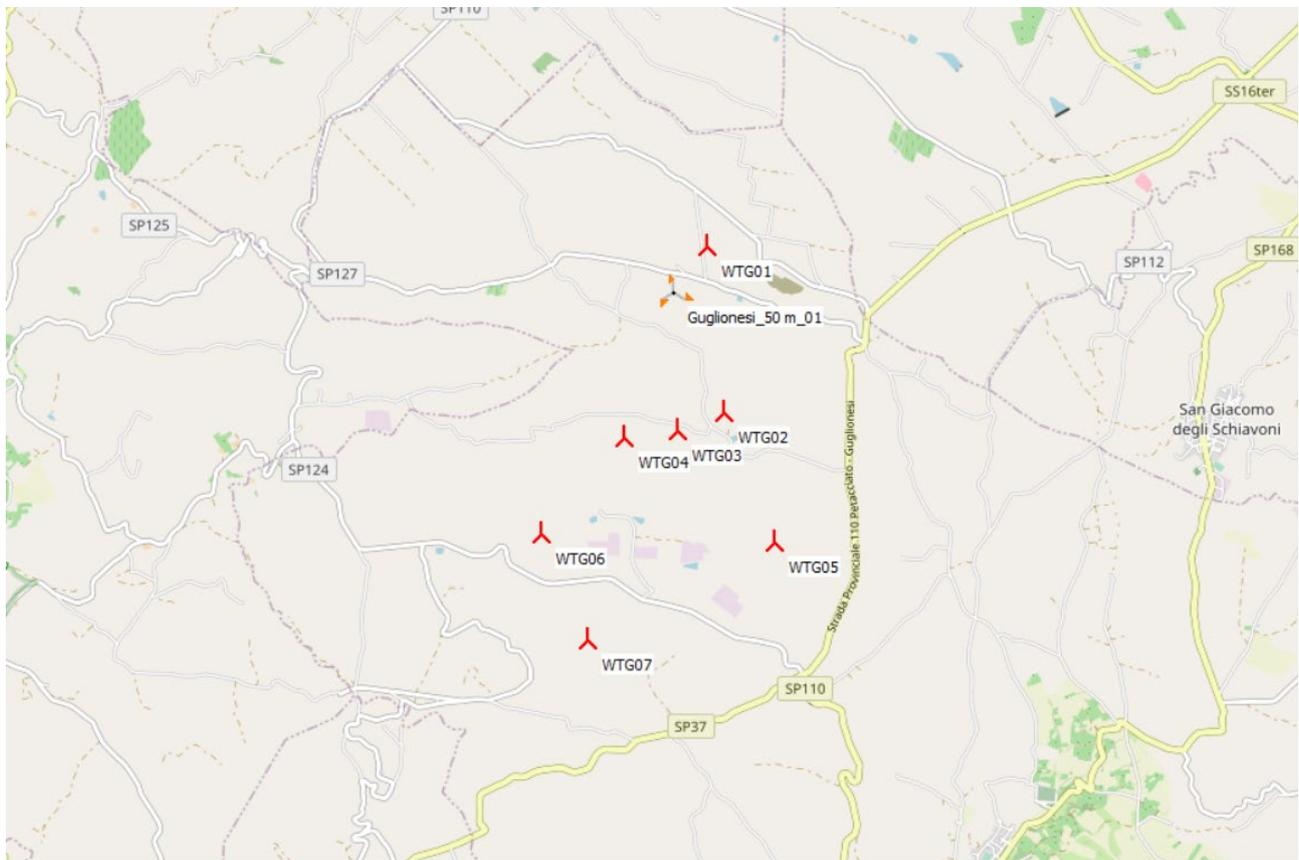


Figura 4 – Individuazione della stazione anemometrica di misura.

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: _Layout_7WTG-V162-5.6MW-HUB119 + Guglionesi_50 m_01

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33
East: 489,961 North: 4,646,993

Wind statistics

IT CB_Guglionesi_Solagne_Grandi_50 m_01 - 50.00 m.wws

Wind data: A - CB_Guglionesi_50 m_01; Hub height: 119.0

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6.54	5.90	1.514	7.2	5.36	1.416	6.2
1 NNE	4.87	4.32	1.975	5.8	4.40	2.557	5.7
2 ENE	4.65	4.12	2.393	4.8	4.68	2.478	5.0
3 E	3.62	3.23	1.729	2.6	3.72	1.718	2.7
4 ESE	4.46	4.13	1.287	2.9	4.39	1.239	2.9
5 SSE	6.16	5.51	1.635	6.0	6.49	1.698	5.9
6 S	5.55	5.01	1.502	10.7	5.32	1.548	10.5
7 SSW	6.40	5.91	1.303	9.7	6.38	1.321	9.7
8 WSW	5.32	4.92	1.291	7.0	5.20	1.212	6.8
9 W	6.17	5.46	2.033	10.5	6.11	2.123	10.6
10 WNW	9.10	8.08	2.576	20.8	9.57	2.614	23.1
11 NNW	8.44	7.47	2.139	12.1	8.15	2.100	11.0
All	6.73	6.01	1.662	100.0	6.73	1.648	100.0

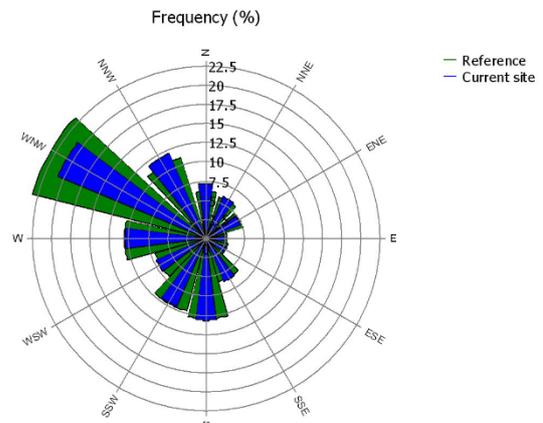
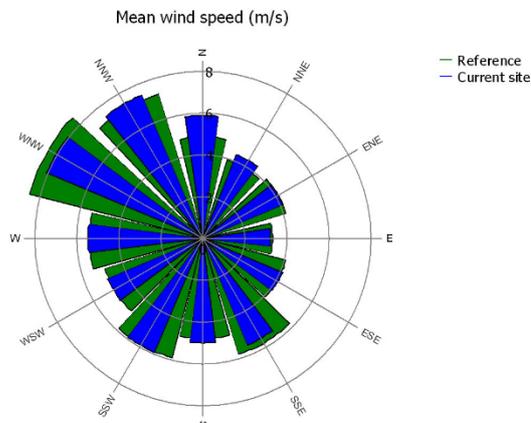
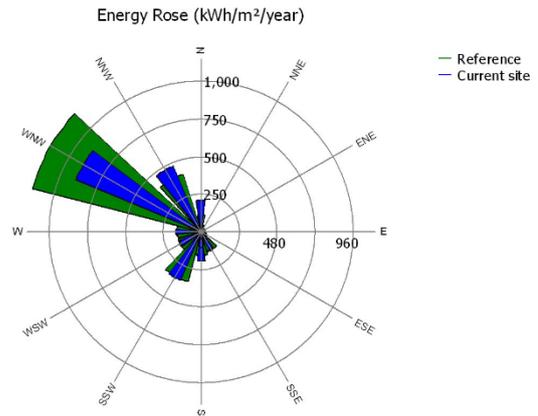
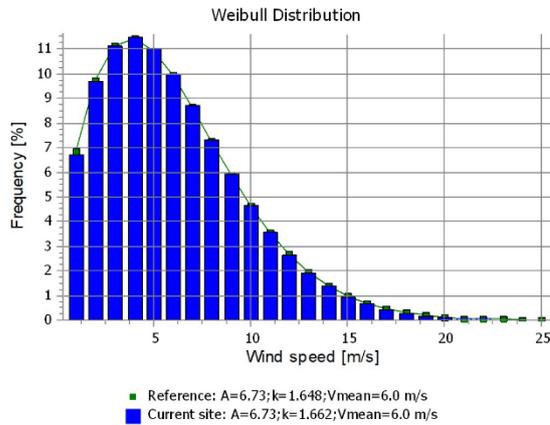


Figura 5 – Statistiche dati di vento della stazione anemometrica di misura.

	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	14 di 20

3.4 Densità dell'aria

Il calcolo della densità dell'aria di sito è stato condotto sulla base di dati climatologici (disponibili nel database del software windPRO) relativi ad una stazione meteorologica vicina all'area di progetto (stazione di Termoli, altezza 44 m, temperatura 16,4°C, pressione 1,013 hPa). La densità media dell'aria ad altezza mozzo degli aerogeneratori è stata dunque ricavata in funzione della loro posizione geografica ed utilizzata per la successiva stima del rendimento energetico del parco eolico, adattando il valore in funzione dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza mozzo. Il valore risultante di densità dell'aria è risultato pari a 1,187 kg/m³.

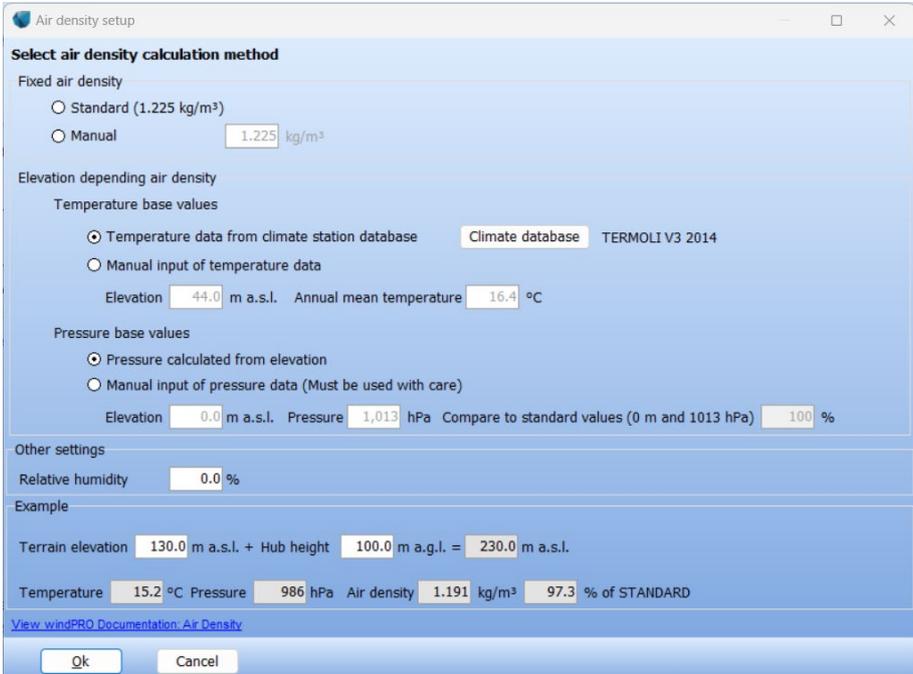


Figura 6 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	15 di 20

4 STIMA DI PRODUCIBILITÀ

4.1 Layout di impianto e stima di producibilità

La produzione attesa dagli aerogeneratori di progetto previsti è stata elaborata impiegando i software di settore windPRO 3.6 e WaSP, tra i più affermati software attualmente in utilizzo per le analisi dei flussi ventosi e per le relative stime di resa energetica degli impianti eolici. La stima di producibilità riportata è stata ottenuta impiegando una stazione di misura di altezza 50 m debitamente correlata, calibrata e validata con dati storici di stazioni satellitari assimilando gli aerogeneratori di progetto al modello Vestas V162 di potenza nominale 5,6 MW, diametro 162 m ed altezza al mozzo 119 m.

La produzione energetica stimata tiene conto anche delle eventuali perdite dovute all'effetto scia indotto dalle mutue interferenze del layout di impianto con la contestuale presenza di altri aerogeneratori nell'area limitrofa al punto di installazione (nel caso specifico di potenziale futura presenza), nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria specifica del sito in oggetto.

In si Figura 7 riporta la differenza nella modulazione della curva di potenza tra quella riferita alla densità standard dell'aria ($1,225 \text{ kg/m}^3$) e quella relativa alla densità specifica di sito. Tale modulazione utilizza come input le informazioni riportate nel datasheet tecnico fornito dal supplier (power curve riferite a differenti densità dell'aria) unitamente alle interpolazioni elaborate dal software per la densità dell'aria caratteristica di sito, che risulta essere pari a $1,187 \text{ kg/m}^3$ relativa ad un'altezza di 119 m ricalcolata e variabile per ogni punto di installazione. Quest'ultima è stata utilizzata come dato di input per la stima di produzione attesa dall'impianto di progetto.

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: _Layout_7WTG-V162-5.6MW-HUB119 + CB_Guglionesi_50_m_01

WTG: 1 - VESTAS V162 5600 162.0 !OI!, Hub height: 119.0 m

Name: Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
26/03/2019	EMD	10/08/2017	23/07/2019	24.0	Pitch	User defined	Variable	0.27

Document no. 0081-5098 V02.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10,249	15,343	20,152	24,357	27,855	30,619
VESTAS V162 5600 162.0 !OI! Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	[MWh]	10,407	15,624	20,487	24,625	27,889	30,245
Check value	[%]	-2	-2	-2	-1	0	1

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	27.0	0.08	3.0	0.91
3.5	144.0	0.27	3.5	0.89
4.0	289.0	0.36	4.0	0.85
4.5	464.0	0.40	4.5	0.82
5.0	669.0	0.42	5.0	0.80
5.5	919.0	0.44	5.5	0.80
6.0	1,220.0	0.45	6.0	0.80
6.5	1,574.0	0.45	6.5	0.80
7.0	1,990.0	0.46	7.0	0.80
7.5	2,467.0	0.46	7.5	0.80
8.0	3,010.0	0.47	8.0	0.80
8.5	3,617.0	0.47	8.5	0.79
9.0	4,257.0	0.46	9.0	0.77
9.5	4,834.0	0.45	9.5	0.70
10.0	5,256.0	0.42	10.0	0.62
10.5	5,482.0	0.38	10.5	0.53
11.0	5,578.0	0.33	11.0	0.45
11.5	5,598.0	0.29	11.5	0.38
12.0	5,600.0	0.26	12.0	0.33
12.5	5,600.0	0.23	12.5	0.29
13.0	5,600.0	0.20	13.0	0.25
13.5	5,600.0	0.18	13.5	0.22
14.0	5,600.0	0.16	14.0	0.20
14.5	5,600.0	0.15	14.5	0.18
15.0	5,600.0	0.13	15.0	0.16
15.5	5,600.0	0.12	15.5	0.15
16.0	5,600.0	0.11	16.0	0.13
16.5	5,600.0	0.10	16.5	0.12
17.0	5,600.0	0.09	17.0	0.11
17.5	5,600.0	0.08	17.5	0.10
18.0	5,600.0	0.08	18.0	0.10
18.5	5,568.0	0.07	18.5	0.09
19.0	5,418.0	0.06	19.0	0.08
19.5	5,179.0	0.06	19.5	0.07
20.0	4,894.0	0.05	20.0	0.06
20.5	4,609.0	0.04	20.5	0.05
21.0	4,329.0	0.04	21.0	0.05
21.5	4,043.0	0.03	21.5	0.04
22.0	3,764.0	0.03	22.0	0.04
22.5	3,488.0	0.02	22.5	0.03
23.0	3,203.0	0.02	23.0	0.03
23.5	2,914.0	0.02	23.5	0.03
24.0	2,616.0	0.01	24.0	0.02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.187 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50- 1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50- 2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	19.4	0.06	2.50- 3.50	65.8	65.8	0.4
4.0	276.5	0.35	3.50- 4.50	281.1	346.9	2.3
5.0	646.9	0.42	4.50- 5.50	611.8	958.8	6.2
6.0	1,181.1	0.45	5.50- 6.50	998.2	1,957.0	12.7
7.0	1,927.2	0.46	6.50- 7.50	1,411.2	3,368.2	21.9
8.0	2,915.5	0.47	7.50- 8.50	1,803.0	5,171.2	33.6
9.0	4,121.8	0.46	8.50- 9.50	2,081.2	7,252.5	47.1
10.0	5,141.5	0.42	9.50-10.50	2,080.8	9,333.3	60.7
11.0	5,543.9	0.34	10.50-11.50	1,777.7	11,110.9	72.2
12.0	5,599.1	0.26	11.50-12.50	1,363.7	12,474.6	81.1
13.0	5,600.0	0.21	12.50-13.50	989.1	13,463.8	87.5
14.0	5,600.0	0.17	13.50-14.50	689.7	14,153.4	92.0
15.0	5,600.0	0.14	14.50-15.50	463.5	14,616.9	95.0
16.0	5,600.0	0.11	15.50-16.50	301.4	14,918.4	97.0
17.0	5,600.0	0.09	16.50-17.50	190.9	15,109.3	98.2
18.0	5,600.0	0.08	17.50-18.50	118.5	15,227.8	99.0
19.0	5,418.0	0.06	18.50-19.50	71.0	15,298.9	99.4
20.0	4,894.0	0.05	19.50-20.50	40.4	15,339.2	99.7
21.0	4,329.0	0.04	20.50-21.50	22.5	15,361.7	99.9
22.0	3,764.0	0.03	21.50-22.50	12.6	15,374.3	99.9
23.0	3,203.0	0.02	22.50-23.50	7.1	15,381.4	100.0
24.0	2,616.0	0.02	23.50-24.50	2.5	15,383.9	100.0

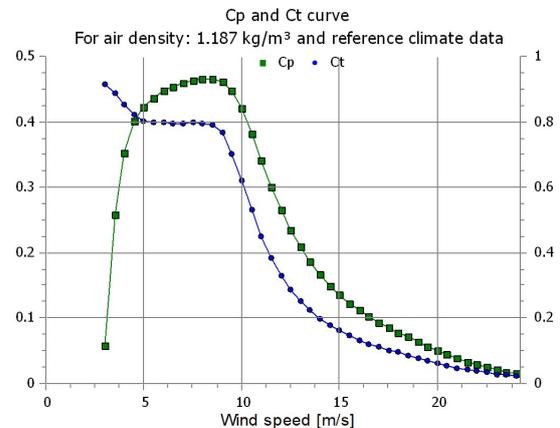
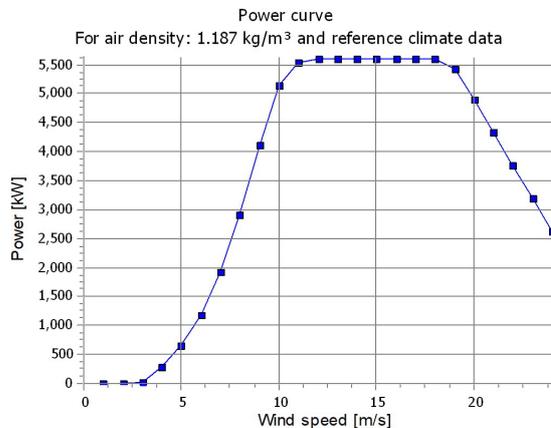


Figura 7 – Curva di potenza standard e curva di potenza a densità dell'aria di sito ad altezza mozzo.

	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	17 di 20

I valori di produzione dell'impianto sono riportati in Figura 8:

PARK - Main Result

Calculation: _Layout_7WTG-V162-5.6MW-HUB119 + CB_Guglionesi_50 m_01

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 33
At the site centre the difference between grid north and true north is: -0.1°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: TERMIOLI V3 2014
Base temperature: 16.4 °C at 44.0 m
Base pressure: 1013.3 hPa at 0.0 m
Air density for Site center in key hub height: 130.0 m + 100.0 m = 1.191 kg/m³ -> 97.3 % of Std
Relative humidity: 0.0 %

Wake Model Parameters
Wake decay constant 0.090 DTU default onshore

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0

Wind statistics IT CB_Guglionesi_Solagne_Grandi_50 m_01 - 50.00 m.wvs

WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032

Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33

Easting	Northing	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 489,961	4,646,993	CB_Guglionesi_50 m_01	WAsP (WAsP 12 Version 12.08.0032)	2,284	5.7	0.9

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-6.5% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]	Specific results*)	
									Wake loss	Capacity factor
Wind farm	104,916.9	98,097.3	107,850.5	2.7	28.5	14,013.9	2,502	6.0		

*) Based on Result-6.5%

Calculated Annual Energy for each of 7 new WTGs with total 39.2 MW rated power

Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve Creator Name	Annual Energy			
								Result	Result-6.5%	Wake loss	Free mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]		[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[m/s]
WTG04	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	15,383.9	14,384	1.6	6.01
WTG02	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,843.6	13,879	3.7	5.95
WTG01	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	15,744.7	14,721	1.5	6.08
WTG06	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	15,516.6	14,508	1.2	6.03
WTG03	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,735.2	13,777	4.6	5.96
WTG07	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,540.7	13,596	1.9	5.82
WTG06	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,152.3	13,232	4.6	5.82

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

	Easting	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
WTG04	489,457	4,645,518	148.2	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (342)
WTG02	490,464	4,645,772	117.9	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (343)
WTG01	490,302	4,647,453	133.5	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (344)
WTG06	488,611	4,644,537	178.0	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (345)
WTG03	489,988	4,645,580	130.0	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (346)
WTG07	489,085	4,643,458	140.0	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (347)
WTG06	490,971	4,644,445	100.0	VESTAS V162 5600 162.0 !O! hub: 119.0 m (TOT: 200.0 m) (348)

Figura 8 – Stima di producibilità e statistiche layout di impianto.

	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	18 di 20

4.2 Perdite tecniche e stima della produzione netta

Al fine di conseguire ad una stima attendibile della produzione energetica di un impianto è indispensabile considerare alcuni fattori che contribuiscono ad aumentare le perdite energetiche cui gli aerogeneratori sono soggetti, e dunque influenzano l'effettiva quantità di energia cedibile dall'impianto alla rete elettrica nazionale. Tali fattori possono variare in funzione delle specifiche condizioni al contorno del caso in esame, ma producono degli effetti noti.

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 6,5% da dati di letteratura, rappresenta la quantità di energia "effettivamente cedibile alla rete", il cosiddetto "P₅₀" (definito anche stima del valore centrale), ossia quel valore di produzione energetica che, in regime di vento medio, sarà superato con probabilità del 50 % (50° percentile).

4.3 Incertezze e livelli di affidabilità percentili

Nonostante i più moderni progressi delle tecniche di modellazione matematica e statistica, gli studi legati alla meteorologia in generale, e al fenomeno ventoso in particolare, possiedono intrinsecamente numerosi margini di incertezza poiché basati su concetti probabilistici e previsionali che comportano deviazioni rispetto al valore probabilistico centrale stimato dalle variabili meteorologiche.

Le principali fonti di deviazione della stima centrale, che rappresentano lo scarto quadratico medio della sua distribuzione statistica, fanno riferimento principalmente a incertezze legate a:

- misure dei parametri anemologici specifici di sito: accuratezza della campagna di misura, degli strumenti e dei sensori installati, della calibrazione degli stessi ecc.;
- previsione del fenomeno ventoso sul lungo termine, condotta solo con dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni) che in fase di analisi si cerca di correlare statisticamente con fonti dati di stazioni fisiche o di nodi satellitari di riferimento di lungo periodo. Questo parametro è legato a numerosi fattori: la qualità delle correlazioni, l'effettiva corrispondenza della distribuzione di velocità e la rosa dei venti misurata alle stazioni, nonché la durata della campagna di misura rispetto ai periodi storici e la variabilità inter-annuale;
- condizioni di ventosità in aree adiacenti al punto di installazione della stazione di riferimento;

	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	19 di 20

- variabilità dei fenomeni climatologici (ed estremi) che i cambiamenti climatici stanno apportando rispetto al recente passato;
- estrapolazione verticale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica a quella del mozzo delle turbine considerate. Il valore dell'incertezza associata a tale parametro dipende dall'accuratezza della misura del gradiente di velocità e dalla differenza tra le altezze di misura e quelle del mozzo delle turbine in esame;
- estrapolazione orizzontale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica alle posizioni delle turbine considerate nella stima. Naturalmente l'incertezza associata a tale parametro risulta essere anche funzione del modello fisico utilizzato e dalle condizioni al contorno quali complessità orografica, rugosità superficiale, distanza intercorrente tra le fonti dati utilizzate e le turbine in esame, numero fonti dati e rappresentatività delle condizioni al contorno, ecc.

Per convertire l'incertezza relativa alle velocità stimate nel valore corrispondente di incertezza sulla produzione energetica attesa, viene utilizzato il fattore di sensibilità per l'altezza al mozzo degli aerogeneratori. L'incertezza totale associata alla stima di produzione energetica rappresenta il risultato della combinazione dei valori di diversi fattori di incertezza valutati in accordo con gli standard definiti da IEC WG 15.

 LE.RO.DA. WIND	STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	CODICE	LWG01_AN01
		REVISIONE	00
		PAGINA	20 di 20

5 CONCLUSIONI

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 6,5% da dati di letteratura, rappresenta la quantità di energia "effettivamente cedibile alla rete", il cosiddetto "P₅₀" (definito anche stima del valore centrale), ossia quel valore di produzione energetica che, in regime di vento medio, sarà superato con probabilità del 50 % (50° percentile).

I valori di produzione dell'impianto sono riportati in Figura 9:

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-6.5% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results ^{a)}		Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]		
Wind farm	104,916.9	98,097.3	107,850.5	2.7	28.5	14,013.9	2,502	6.0

^{a)} Based on Result-6.5%

Calculated Annual Energy for each of 7 new WTGs with total 39.2 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve Creator	Name	Annual Energy			Free mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.							Result	Result-6.5%	Wake loss	
WTG04	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	15,383.9	14,384	1.6	6.01
WTG02	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,843.6	13,879	3.7	5.95
WTG01	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	15,744.7	14,721	1.5	6.08
WTG06	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	15,516.6	14,508	1.2	6.03
WTG03	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,735.2	13,777	4.6	5.96
WTG07	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,540.7	13,596	1.9	5.82
WTG06	Yes	VESTAS	V162-5,600	5,600	162.0	119.0	EMD	Level 0 - Calculated - Modes 0/0-0S - 03-2019	14,152.3	13,232	4.6	5.82

Figura 9 – Stima di producibilità layout di impianto.