

Monty Wind S.R.L.

**Parco Eolico "Monty" sito nei Comuni di:
Montenero di Bisaccia e Montecilfone**

STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

Settembre 2022



Committente:

Monti Wind S.R.L.

Monti Wind S.R.L.
Via Sardegna, 40
00187 Roma
P.IVA/C.F. 16368881005

Titolo del Progetto:

Parco Eolico "Guardiola" sito nei Comuni di: Montenero di Bisaccia e Montecilfone

Documento:

STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

N° Documento:

IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03

Progettista:



sede legale e operativa
San Martino Sannita (BN) Località Chianarile snc Area Industriale
sede operativa
Lucera (FG) via Alfonso La Cava 114
P.IVA 01465940623
Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista
Dott. Ing. Massimo Lepore



Rev	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
00	Settembre 2022	Richiesta AU	GT	PI	ML

INDICE

<u>1. INTRODUZIONE</u>	3
1.1 PREMESSA	3
1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE	3
1.1.2 INDAGINE DI SITO	4
<u>2. METODOLOGIA DI ANALISI</u>	10
<u>3. DATI DI INPUT</u>	12
3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO	12
3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ	12
3.3 DENSITÀ DELL'ARIA	14
3.4 RISORSA EOLICA	16
3.5 CARATTERISTICHE STAZIONI DI MISURA	16
3.6 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO	19
3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE	20
<u>4. CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE</u>	24
4.1 VREF – VERIFICA PRELIMINARE DEI PARAMETRI DI SITO	25
4.2 INTENSITÀ DI TURBOLENZA AMBIENTALE	25
<u>5. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</u>	27
5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE	30
5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE	32
5.3 CONCLUSIONI	34

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 3 di 34
---	---	--	--

1. INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

La società Monty Wind S.r.l., di seguito indicata come “Committente”, ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire una valutazione delle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico costituito da 9 aerogeneratori della potenza di 7,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 64,8 MW previsto in agro del territorio dei comuni di Montecilfone e Montenero di Bisaccia, in Provincia di Campobasso in località “Guardiola”.

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato tra i centri abitati di Montecilfone e Montenero di Bisaccia, dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 2,2 km e 2,5 km.

La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche esplicative della risorsa eolica di sito e determinare, partendo dai dati anemometrici di eventuali stazioni di misura disponibili, la stima del rendimento energetico dell'impianto su base annuale.

1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE

Per le finalità di questo studio sono state eseguite le seguenti attività:

- Analisi e validazione dei set di dati di stazioni anemometriche satellitari disponibili.
- Analisi statistica della velocità del vento in sito;
- Analisi e stima previsionale dell'energia annuale attesa dalla produzione delle turbine;
- Analisi e stima previsionale dell'energia annuale prodotta dall'impianto al netto di tutte le perdite rilevanti;
- Analisi dell'incertezza e calcolo dei livelli percentili della produzione energetica attesa dall'impianto di progetto.

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 4 di 34
---	---	--	--

1.1.2 INDAGINE DI SITO

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, in regione Molise, provincia di Campobasso, nella località "Guardiola" compresa tra i centri abitati di Montecilfone e Montenero di Bisaccia, dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 2,2 km e 2,5 km.

Gli aerogeneratori saranno collegati tra di loro mediante un cavidotto in alta tensione 36 kV interrato che sarà posato in gran parte al di sotto della viabilità di progetto di nuova realizzazione per l'accesso agli aerogeneratori e della viabilità esistente ed in minima parte su terreno agricolo.

I cavidotti in partenza dagli aerogeneratori saranno collegati ad una cabina di raccolta a 36 kV, la quale sarà collegata tramite un cavidotto in alta tensione a 36 kV, anch'esso interrato, alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione di Terna S.p.A. a 380/150/

Complessivamente, il sito si inserisce in ambito agricolo con prevalenza di seminativi ed il layout d'impianto si sviluppa in maniera diffusa in una zona collinare con quote comprese tra i 165 m e i 370 m s.l.m.

L'area nel suo contesto agricolo con prevalenza di seminativi ed incolto-pascolo, non è interessata dalla presenza di altri impianti eolici.

Nel suo insieme l'area di progetto risulta essere ben esposta ai venti dominanti soprattutto per le componenti energeticamente più importanti che provengono sostanzialmente dai settori Nord occidentali e Sud occidentali (NW e SW).

Le immagini seguenti mostrano l'inquadramento territoriale generale e poi il prospetto su stralcio cartografico di tipo topografico con a seguire il modello orografico 2D e 3D estratto da Google Earth.



Figura 1: Inquadramento geografico del sito in località “Guardiola” in agro dei comuni di Montecilfone e Montenero di Bisaccia (CB).

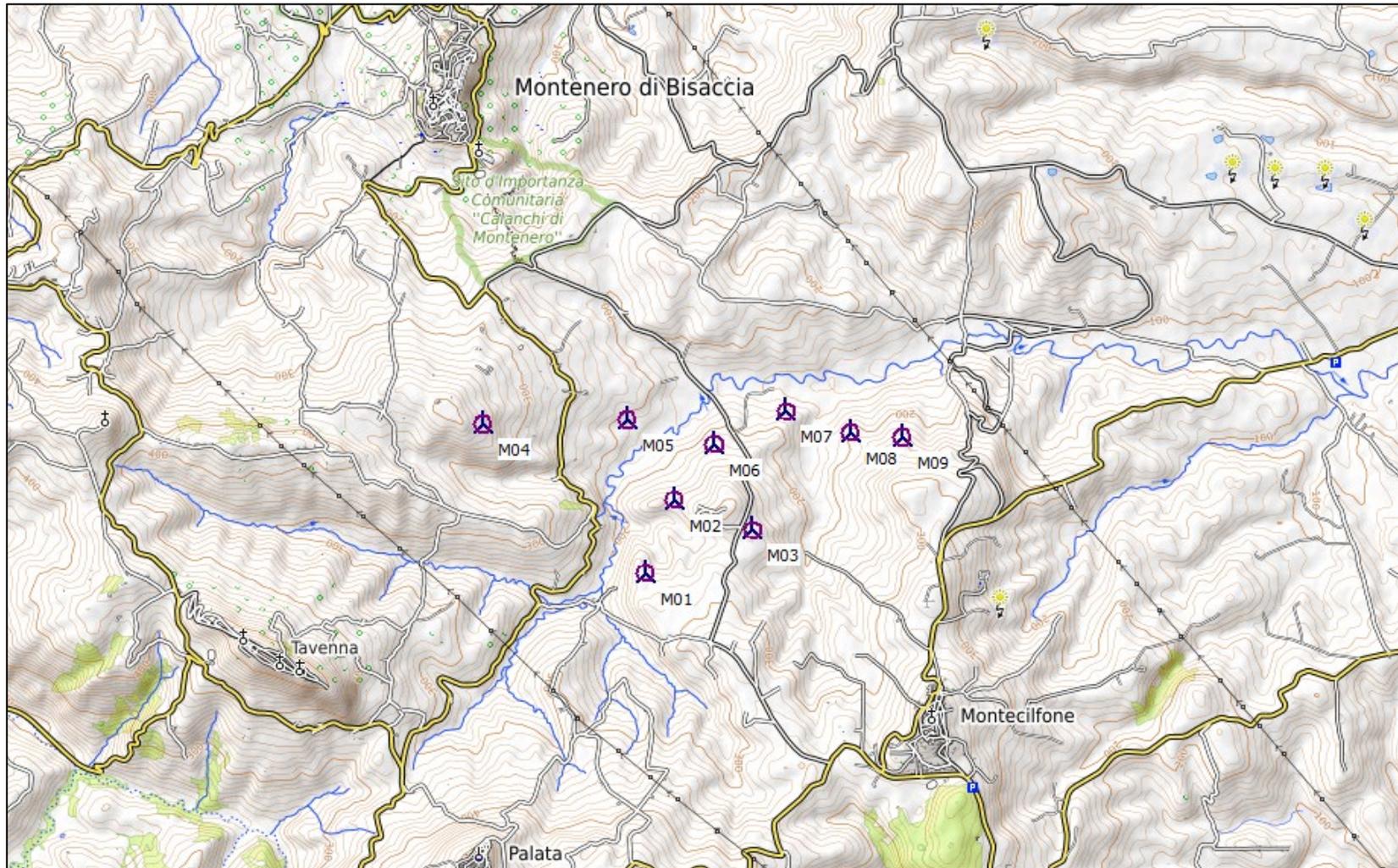


Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della WTG su stralcio cartografico di tipo topografico con evidenza dell'impianto di progetto.

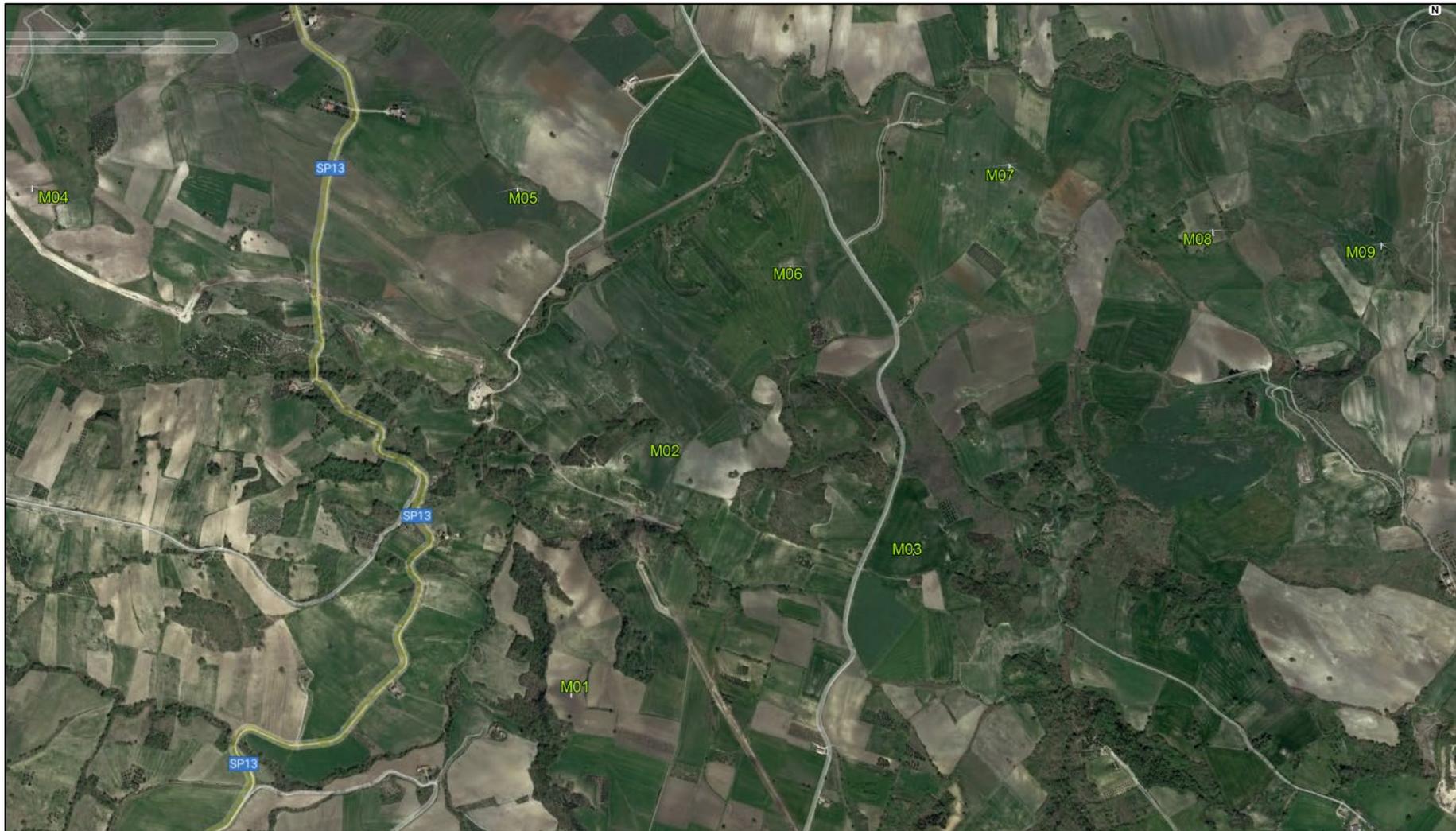


Figura 3: Individuazione dell'area di installazione della Windfarm su immagine ortofotografica.



Figura 4: Individuazione dell'area di installazione delle WTG su immagine ortofotografica nel prospetto 3D.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	9 di 34

La tabella seguente mostra le coordinate di inquadramento geografico degli aerogeneratori di progetto.

Tabella 1: Coordinate e tipologia degli aerogeneratori di progetto.

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza nominale [KW]
M01	483760	4640496	264	VESTAS V162	7.200
M02	484034	4641205	247	VESTAS V162	7.200
M03	484768	4640908	278	VESTAS V162	7.200
M04	482241	4641942	372	VESTAS V162	7.200
M05	483593	4641983	197	VESTAS V162	7.200
M06	484413	4641744	219	VESTAS V162	7.200
M07	485083	4642057	165	VESTAS V162	7.200
M08	485688	4641852	194	VESTAS V162	7.200
M09	486171	4641803	232	VESTAS V162	7.200

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	10 di 34

2 METODOLOGIA DI ANALISI

Per la stima di produzione attesa è stato approntato un modello di simulazione. Il programma utilizzato è WIND PRO con implementazione di WAsP che è uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibile sul mercato. Il software è stato usato per la creazione dell'atlante europeo del vento che mira a stabilire la base meteorologica per la valutazione dei potenziali eolici.

Il funzionamento del software è piuttosto semplice:

- i dati di input necessari alla determinazione delle mappe eoliche sono
 - l'orografia della zona interessata,
 - i dati sul vento (velocità e direzione) di almeno un punto dell'area considerata,
 - caratteristiche di "rugosità" del terreno,
 - eventuali ostacoli
- L'output è costituito dal cosiddetto Wind Atlas o atlante del vento ovvero una climatologia del vento della zona considerata con cui è possibile elaborare una mappa eolica della zona in esame e, una volta scelto il sito dove installare l'impianto eolico, è inoltre capace di calcolare la producibilità annua di una singola macchina e di una intera Wind Farm portando in conto le eventuali interferenze tra le pale dovute all'effetto scia e l'eventuale presenza di ostacoli che possono alterare la distribuzione del vento.

L'algoritmo è rappresentabile attraverso un diagramma di flusso:

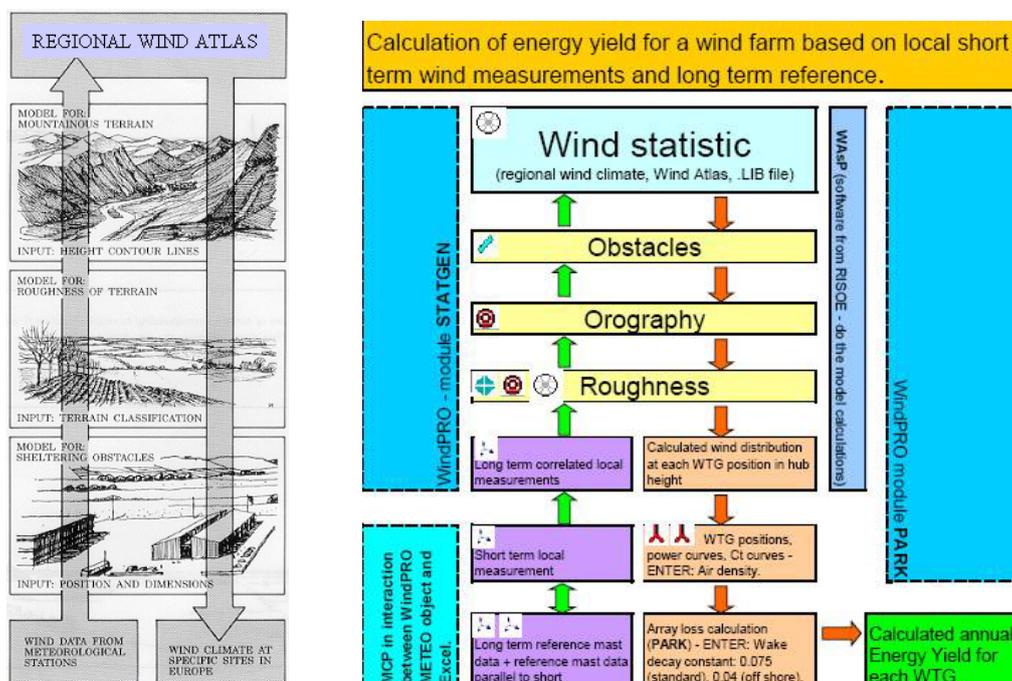


Figura 5: Diagramma di flusso del programma WAsP/Windpro.

Il software WINDPRO utilizza come piattaforma di calcolo WAsP, arricchendolo di altre funzionalità di verifica e di correlazione tra i dati quali il modulo MCP (measure-correlate-predict), che consente di mettere in relazione tra loro i dati di diverse stazioni di misura e sfruttare serie storiche di lungo periodo per avere una climatologia con basse incertezze. In generale il modulo mette in relazione set di dati di sensori differenti che possono appartenere anche allo stesso mast (palo-stazione di misura), con lo scopo di ricostruire dati mancanti ad una data altezza.

Nel concetto nativo del metodo WAsP (Wind Atlas Method), i dati del vento sono rappresentati da una matrice tridimensionale con distribuzioni Weibull e frequenza per altezza, direzione settore e rugosità, ma in questo caso per il modello di simulazione è stato utilizzato l'opzione "Time Varying Calculation" che invece di aggregare i dati del vento mediante statistiche del vento Weibull utilizza il calcolo "passo passo" dei dati di sito o a mesoscala, quindi basato sull'intervallo di registrazione dei dati disponibili.

I calcoli nel dominio del tempo non differiscono molto, ma danno molti vantaggi. Uno dei motivi principali per calcolare nel dominio del tempo è che ora è possibile accedere a dati eolici a mesoscala a lungo termine di buona qualità in tutto il mondo.

La convalida della configurazione del calcolo del modello è molto più precisa. Invece di avere un solo valore medio da controllare, è possibile eseguire più controlli ad esempio per direzione, velocità del vento, ora del giorno e mese. Inoltre, i problemi di adattamento di Weibull sono evitati. Correzioni delle curve di potenza: densità dell'aria, turbolenza, taglio e vier sono specifiche del passo temporale e si può ottenere una maggiore precisione rispetto alle correzioni medie. È simile per i modelli di scia. È noto come le perdite di scia dipendano fortemente dalla turbolenza, che varia nel tempo. Le perdite di riduzione, come rumore, sfarfallio, uccelli, pipistrelli o basate sul carico (gestione del settore) possono essere calcolate in modo molto preciso avendo le produzioni di serie temporali.

Il calcolo nel dominio del tempo avviene mediante una funzione di trasferimento tra i punti di misura e il punto di calcolo per settore di direzione. La funzione di trasferimento viene utilizzata su ogni timestamp di velocità del vento per estrapolarla al punto di calcolo. Utilizzando i dati del modello a mesoscala, l'altezza di calcolo viene interpolata nei dati a mesoscala; quindi, NON vi è alcuna estrapolazione verticale del modello e il taglio dei dati a mesoscala viene utilizzato per ogni fase temporale. I dati del modello a mesoscala sono ridimensionati da una metodologia avanzata.

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è di particolare importanza la potenza specifica P_V , intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V ; essa è data da:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho V^3$$

Dove ρ è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore stimato in sito in base all'altitudine e temperatura media annua.

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 12 di 34
---	---	--	---

3 DATI DI INPUT

3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) è stato estrapolato dal grid disponibile in download dal satellite, georeferenziato, sovrapposto, confrontato e adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale IGM 1:25000 con uno step di 10 m. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.

3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ

La rugosità superficiale, determinata principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Informazioni di rugosità sono rese disponibili dal progetto "Corinne Land Cover 2018" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre. La mappa di rugosità, ottenuta attraverso l'ausilio del progetto citato, è stata integrata con le informazioni aggiuntive e di dettaglio ottenute ed annotate durante l'ispezione di sito e attraverso l'integrazione e sovrapposizione di carte aerofotogrammetriche. Il risultato finale ottenuto è la mappa digitale di rugosità dell'area che ricopre una superficie di 60x60 Km dal centro della wind farm di progetto. L'immagine proposta a seguire mostra la sovrapposizione del DTM con la mappa citata di rugosità utilizzati come dati di input per il modello di simulazione.

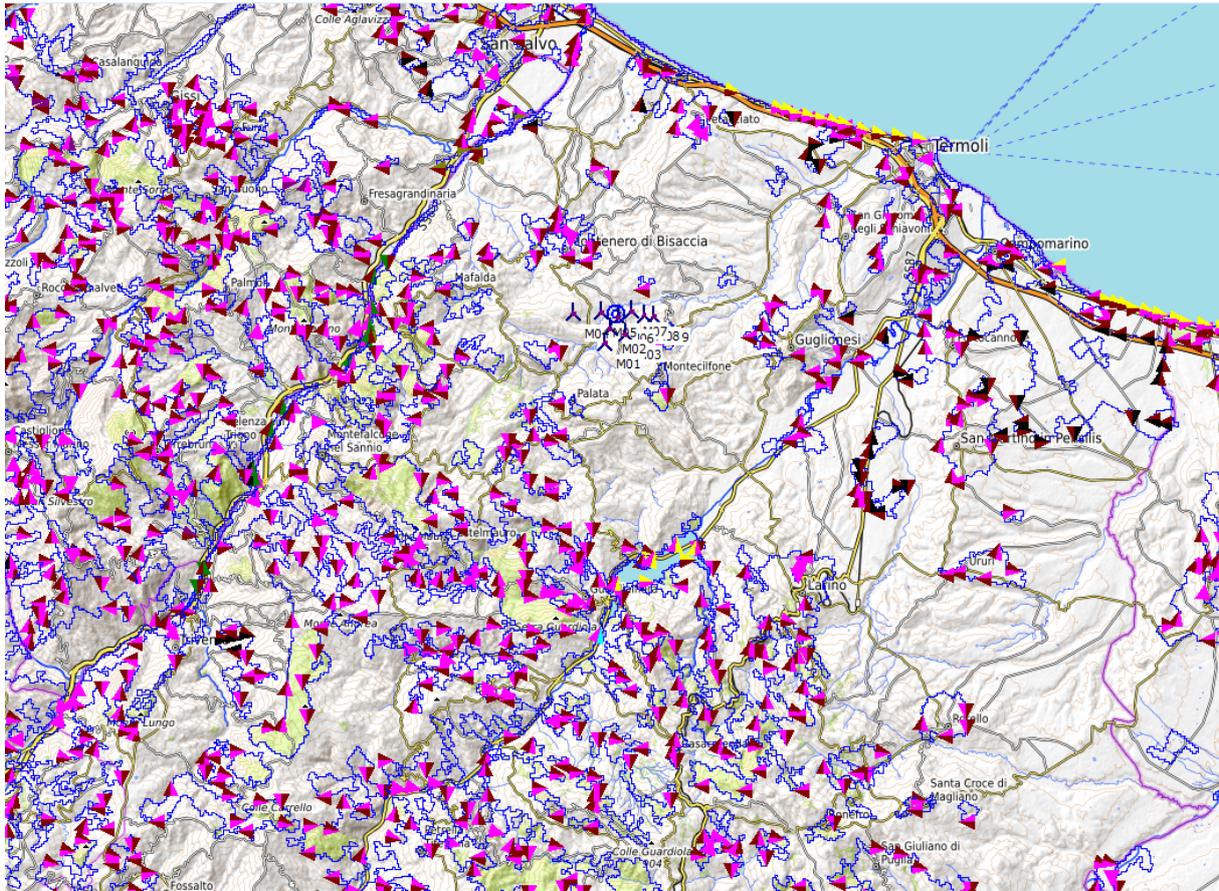


Figura 6: Mapa digital de rugosidad superficial utilizada como dato de input en el modelo.

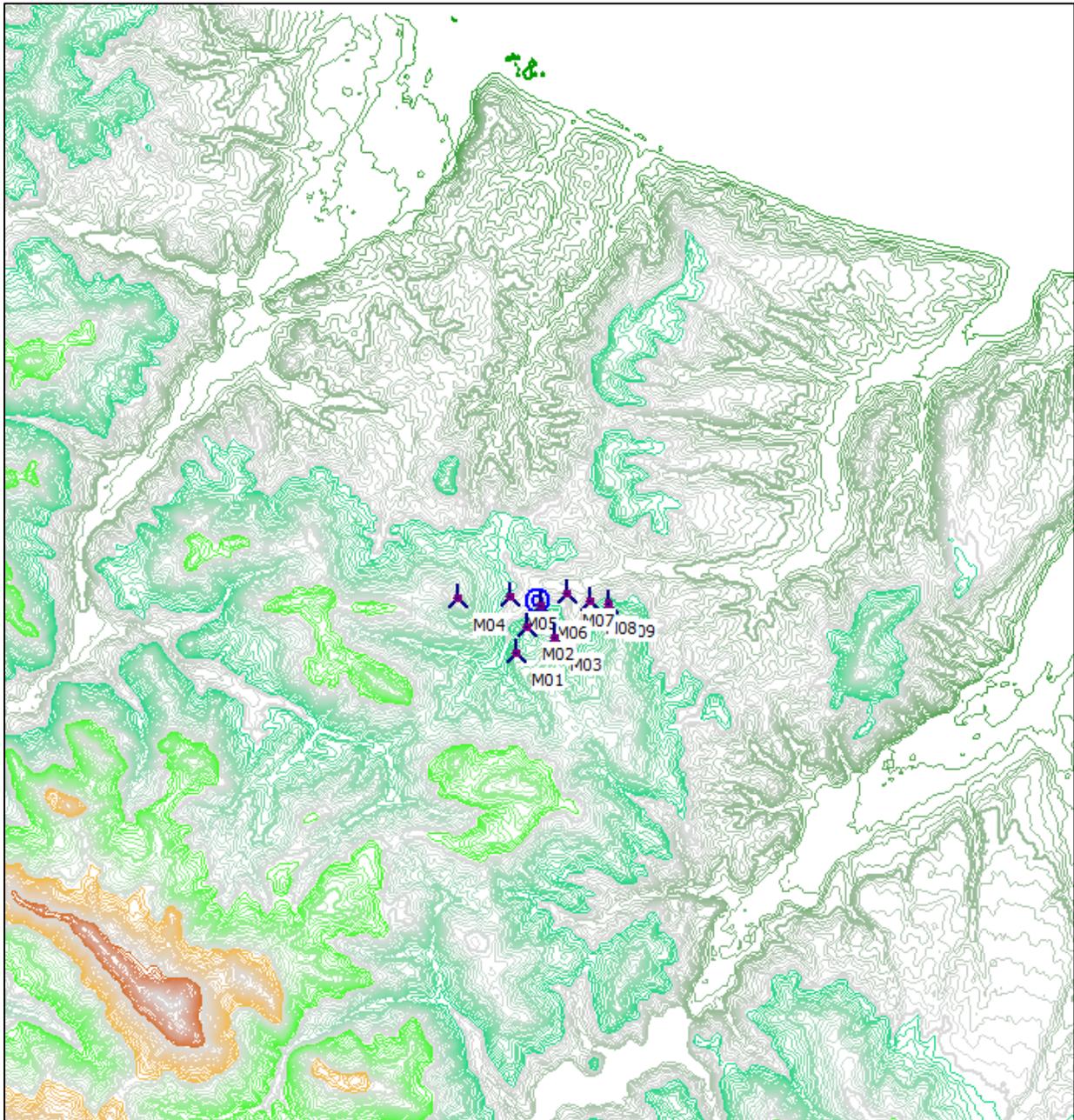


Figura 7: Mappe digitali di orografia utilizzata come dato di input nel modello.

3.3 DENSITÀ DELL'ARIA

La densità dell'aria in sito è stata calcolata basandosi sui dati climatologici (disponibili nel database di WindPro) relativi alla stazione più vicina all'area di progetto e riportata di seguito. La densità dell'aria media valutata all'altezza del mozzo della turbina è stata calcolata in virtù della sua posizione geografica ed è pari a 1.176 kg/m³.

TERMOLI V3 2014 - 17 km - Italy

CAMPOBASSO V3 2014 - 42 km - Italy

CAMPOBASSO - 42 km - ITALY

PESCARA V3 2014 - 75 km - Italy

PESCARA - 75 km - ITALY

FOGGIA ITALY V3 2014 - 81 km - Italy

AMENDOLA V3 2014 - 87 km - Italy

AMENDOLA - 87 km - ITALY

MONTE S. ANGE V3 2014 - 98 km - Italy



Station Info

Name: TERMOLI V3 2014

Country: Italy

Elevation (m): 44,0

Lat (deg): 42,00

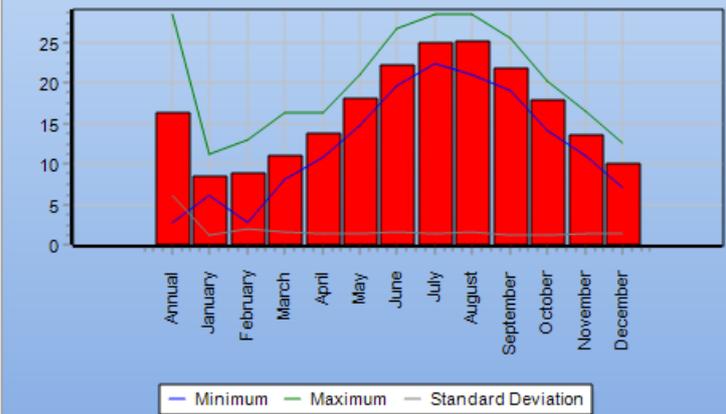
Lon (deg): 15,00

Pressure data: No

Temperature data: Yes (1952-2014) 16,4 °C

Sun shine data: No

Search Path



Elevation depending air density

Temperature base values

Temperature data from climate station database Climate database TERMOLI V3 2014

Manual input of temperature data

Elevation m a.s.l. Annual mean temperature °C

Pressure base values

Pressure calculated from elevation

Manual input of pressure data (Must be used with care)

Elevation m a.s.l. Pressure hPa Compare to standard values (0 m and 1013 hPa) %

Other settings

Relative humidity %

Example

Terrain elevation m a.s.l. + Hub height m a.g.l. = m a.s.l.

Temperature °C Pressure hPa Air density kg/m³ % of STANDARD

Figura 8: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.

Tale valore di densità viene quindi utilizzato per il calcolo del rendimento energetico delle turbine prendendo in considerazione ed elaborandone il nuovo valore a seconda dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza del mozzo.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	16 di 34

3.4 RISORSA EOLICA

La risorsa eolica specifica di sito è stata valutata utilizzando un set di dati ad altezza 100 m s.l.t. provenienti da un nodo satellitare in sito, disponibili dal database EMD del software Wind Pro e correlati successivamente con una stazione meteo di dati satellitari di lungo termine il cui database ricopre un periodo temporale di oltre 30 anni.

La tabella a seguire elenca tutte le stazioni e fonti dati utilizzate per la valutazione della risorsa eolica per il progetto in questione.

Tabella 2: caratteristiche delle stazioni di misura, database dati.

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudin e s.l.m. [m]	Altezza s.l.t. [m]	Data inizio misura	Data fine misura	N° mesi disponibi li
EMD-Meso Data, EUROPE_N41,93_ E014,78	481760	4642028	392,4	50,0 m	01/01/2018	01/01/2019	12
				75,0 m	01/01/2018	01/01/2019	12
				100,0 m	01/01/2018	01/01/2019	12
NEWA_N41,93327 _E014,77509	481354	4642392	375,4	100,0 m	01/01/2009	01/01/2019	120

3.5 CARATTERISTICHE STAZIONI DI MISURA

Non avendo a disposizione stazioni di misura installate in sito sono stati utilizzati set di dati satellitari disponibili in download dal database EMD del software Wind Pro.

La stazione satellitare identificata come EMD-ConWx Europe, di altezza 100 m presenta un database di 1 anno con una percentuale di validità del 100%.

A seguito, è stata effettuata una correlazione statistica per regressione lineare con i dati a 100 m s.l.t. della stazione satellitare di lungo termine NEWA distante circa 1,0 km in linea d'aria dalla zona centrale. Il NEWA (New european Wind Atlas), è un set di dati regionale che include entrambe le serie temporali dei database a mesoscala con risoluzione di ca. 3 km e statistiche sull'energia eolica e su microscala ridotte a 250 m. disponibili come dati di 30 minuti per un intervallo totale di 10 anni.

La stima di produzione energetica è stata quindi elaborata attraverso la Wind Statistic storicizzata e propria dell'area di indagine risultante a quota 125 m s.l.t. e relativa all'analisi dei dati rilevati ed analizzati per i 12 settori di direzione.

L'aggregazione statistica dei parametri anemologici misurati è rappresentata e sintetizzata dalla funzione Weibull che racchiude e descrive tutte le caratteristiche di intensità e direzione di provenienza del vento in funzione delle frequenze di apparizione.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	17 di 34

Le tabelle a seguire mostrano il dettaglio delle grandezze statistiche derivanti dall'analisi dei dati della stazione satellitare EMD e del nodo satellitare ERA 5 utilizzato come stazione di lungo termine per la stabilizzazione del dato di ventosità atteso sul lungo.

Tabella 3: Sintesi delle grandezze statistiche delle stazioni satellitari utilizzate nel calcolo.

NEWA_N41,9332 7_E014,77509	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Min	Max	Weibull l mean	Weibull A par	Weibull k par
100,00m -	Mean wind speed	m/s	175296	100,00%	5,93	0,02	34,1	6,05	6,66	1,4392
100,00m -	Wind direction	Degrees	175296	100,00%	290,4	0	360			
100,00m -	Temperature	Deg C	175295	100,00%	15,8	-5,1	37,7			

Emd ConWx N41,93 E14,78	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
50,00m -	Mean wind speed	m/s	8760	100,00%	5,05	0,14	20,99	5,14	5,78	1,8106
50,00m -	Wind direction	Degrees	8760	100,00%	300,3	0	359,9			
75,00m -	Mean wind speed	m/s	8760	100,00%	5,34	0,1	22,38	5,46	6,12	1,7372
75,00m -	Wind direction	Degrees	8760	100,00%	306,6	0	359,9			
100,00m -	Mean wind speed	m/s	8760	100,00%	5,56	0,14	23,42	5,69	6,37	1,6726
100,00m -	Wind direction	Degrees	8760	100,00%	311,1	0	359,9			
100,00m -	Temperature	Deg C	8760	100,00%	15,6	-6,3	33,2			

L'immagine a seguire evidenzia la posizione delle stazioni rispetto alla disposizione del layout di progetto.

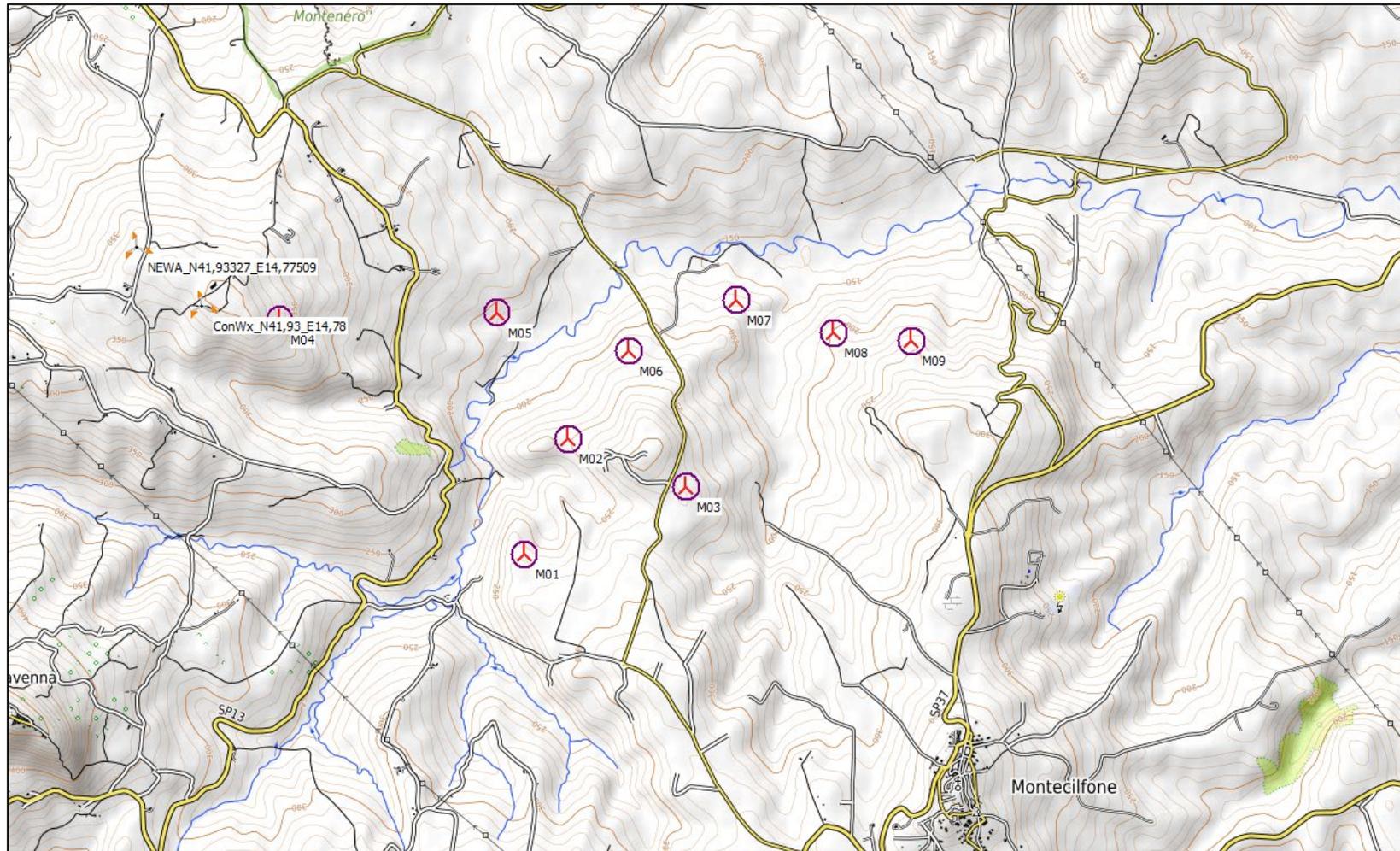
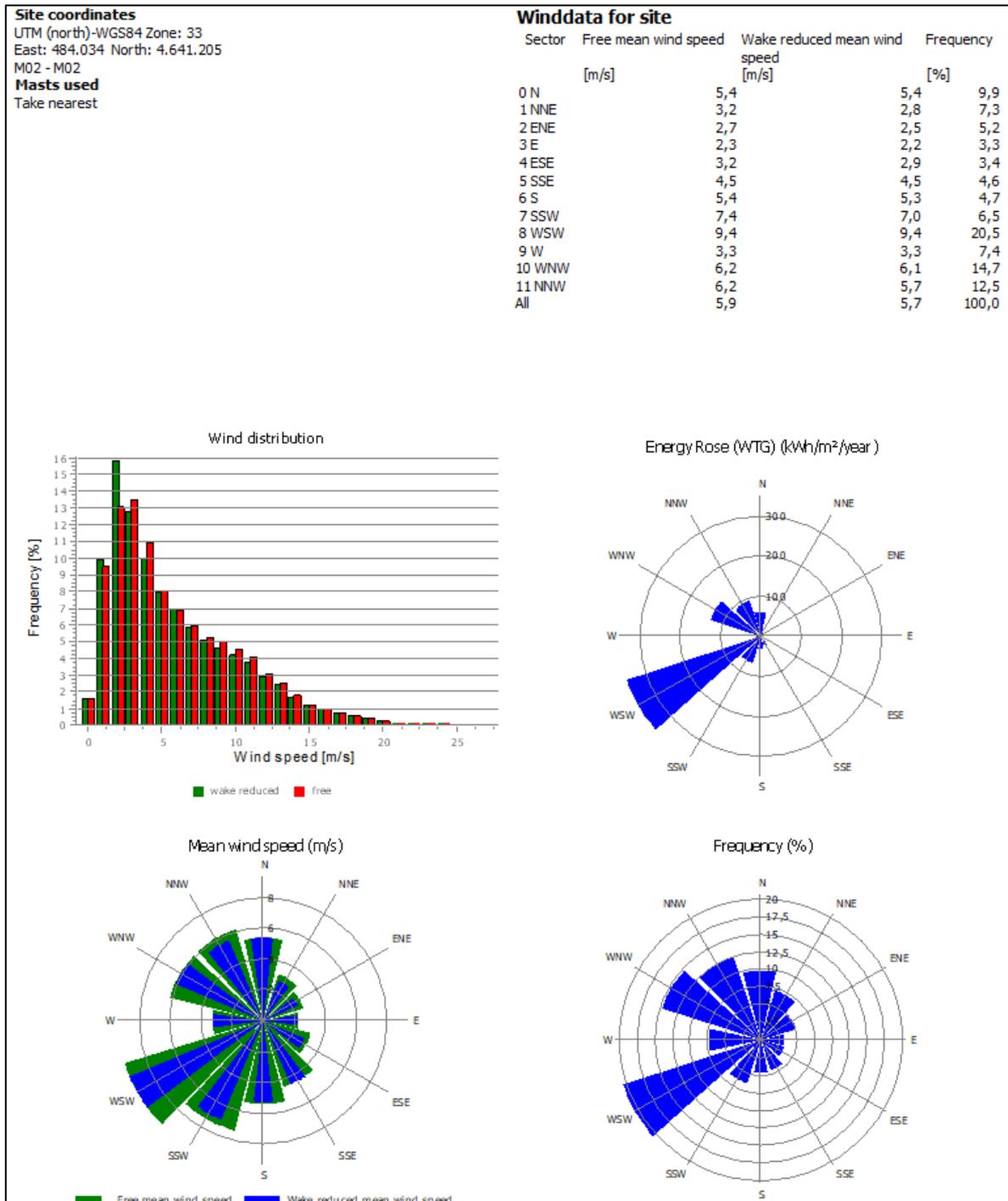


Figura 9: Inquadramento geografico della dislocazione delle stazioni di misura EMD-ConWx e NEWA rispetto al layout di progetto proposto su cartografia Open Topo Map.

3.6 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO

Sulla base dei dati di input, ed in relazione alla orografia e rugosità del sito si riportano le caratteristiche anemologiche previste ad altezza mozzo degli aerogeneratori al centro dell'area di installazione del layout di progetto.

Tabella 4: Sintesi grafica dei dati estrapolati e storicizzati nel punto centrale del sito (posizione M02) ad altezza 125 m s.l.t. Sono rispettivamente mostrate le direzioni per velocità del vento, in frequenza e la rosa energetica risultante.



La velocità media al mozzo di tutte le macchine è stimata essere pari a circa 5,9 m/s.

3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE

A seguire viene riportata l'immagine con la sintesi delle caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto Vestas V162 di potenza nominale 6,2 e 7,2 MW, richiamate dal data-sheet ufficiale del fornitore. Il modello di aerogeneratore è lo stesso basato sulla piattaforma Enventus, che può essere fornito con generatore da 6.2 o 7.2 MW.



V162-6.2 MW™

Technical specifications

Power regulation operational data

Pitch regulated with variable speed

Rated power	6,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C to +45°C

SOUND POWER

Maximum	104.8dB(A) ^m
---------	-------------------------

ROTOR

Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages
------	----------------------

TOWER

Hub heights	119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 166m (IEC S/DIBt S), 169m (DIBtS)
-------------	--

SUSTAINABILITY METRICS

Carbon Footprint	6.1g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	39 times
Recyclability rate	88%

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 21 di 34
---	---	--	---

<h1>V162-7.2 MW™</h1>	
Technical specifications	
Power regulation operational data	Pitch regulated with variable speed
Standard rated power	6,800kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C** to +45°C
<hr/>	
SOUND POWER	
Maximum	105.5dB(A)**
<small>**Sound Optimized Modes available dependent on site and country</small>	
<hr/>	
ROTOR	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<hr/>	
ELECTRICAL	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<hr/>	
GEARBOX	
Type	two planetary stage
<hr/>	
TOWER	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S), 169m (IEC S), 169m (DIBt S)
<small>Configuration 166m hub height and wind class IEC S. Depending on site-specific conditions</small>	
<hr/>	
SUSTAINABILITY	
Carbon Footprint	5.8g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	86-87%
<small>Configuration: HH=166m, Vavg=8.5m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.</small>	

Figura 10: Caratteristiche tecniche delle turbine di progetto considerate nelle simulazioni Mod. Vestas V160 di potenza nominale 7,2 MW).

Le immagini e le tabelle proposte a seguire mostrano l'adattamento della curva di potenza in relazione alla densità di sito e a seguire le informazioni relative a produzione lorda, produzione al netto delle perdite di scia e produzione al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche.

VESTAS V162-6.2 6200 162.0 IO! Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021 [MWh] 10.659 16.214 21.489 26.011 29.569 32.113
Check value [%] -2 -2 -1 -1 1 3

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 Jnr. 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 Ct curve [m/s]	Ct curve
3,0	24,0	0,10	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,81
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.626,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.284,0	0,47	9,0	0,78
9,5	4.917,0	0,45	9,5	0,72
10,0	5.483,0	0,43	10,0	0,66
10,5	5.882,0	0,40	10,5	0,58
11,0	6.114,0	0,36	11,0	0,50
11,5	6.176,0	0,32	11,5	0,43
12,0	6.197,0	0,28	12,0	0,37
12,5	6.200,0	0,25	12,5	0,32
13,0	6.200,0	0,22	13,0	0,28
13,5	6.200,0	0,20	13,5	0,25
14,0	6.200,0	0,18	14,0	0,22
14,5	6.200,0	0,16	14,5	0,20
15,0	6.200,0	0,15	15,0	0,18
15,5	6.200,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.200,0	0,12	16,0	0,15
16,5	6.200,0	0,11	16,5	0,14
17,0	6.186,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.077,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.853,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.590,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.348,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.095,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.825,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.538,0	0,04	20,5	0,05
21,0	4.251,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.954,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.664,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.367,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.064,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.763,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.451,0	0,01	24,0	0,02

Power and efficiency vs. wind speed

Data used in calculation, Mean air density: 1,173 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	23,7	0,07
4,0	275,2	0,36
5,0	645,1	0,43
6,0	1.175,5	0,45
7,0	1.914,0	0,46
8,0	2.888,1	0,47
9,0	4.094,3	0,46
10,0	5.274,4	0,44
11,0	6.002,3	0,37
12,0	6.184,3	0,30
13,0	6.200,0	0,23
14,0	6.200,0	0,19
15,0	6.200,0	0,15
16,0	6.200,0	0,13
17,0	6.198,7	0,10
18,0	5.853,0	0,08
19,0	5.348,0	0,06
20,0	4.825,0	0,05
21,0	4.251,0	0,04
22,0	3.664,0	0,03
23,0	3.064,0	0,02
24,0	2.451,0	0,01

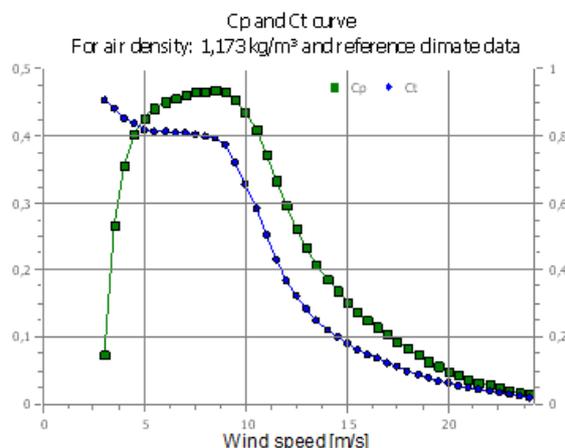
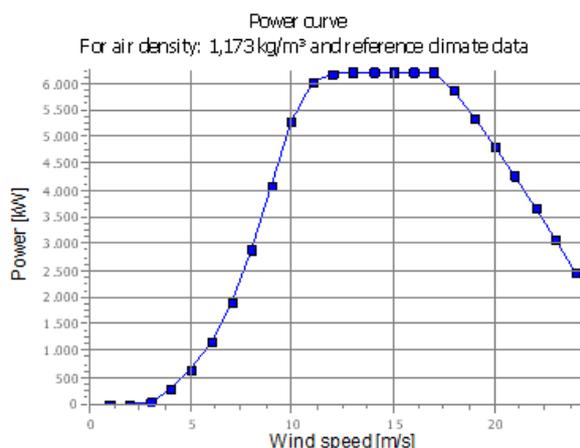


Figura 11: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Vestas V160 6,2 MW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito.

VESTAS V162-7.2 7200 162.0 IO! Level 0 - Calculated - PO7200 - 04-2022 [MWh] 10.658 16.674 22.641 27.985 32.399 35.755
Check value [%] 0 -1 -1 0 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/tipch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report Jnr. 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	42,0	0,12	3,0	0,93
3,5	113,0	0,21	3,5	0,87
4,0	254,0	0,31	4,0	0,85
4,5	426,0	0,39	4,5	0,83
5,0	633,0	0,40	5,0	0,81
5,5	883,0	0,42	5,5	0,81
6,0	1.199,0	0,44	6,0	0,81
6,5	1.549,0	0,45	6,5	0,81
7,0	1.969,0	0,45	7,0	0,81
7,5	2.444,0	0,46	7,5	0,81
8,0	2.994,0	0,46	8,0	0,80
8,5	3.607,0	0,47	8,5	0,80
9,0	4.277,0	0,46	9,0	0,79
9,5	4.914,0	0,45	9,5	0,79
10,0	5.519,0	0,44	10,0	0,77
10,5	6.098,0	0,42	10,5	0,76
11,0	6.647,0	0,40	11,0	0,75
11,5	7.175,0	0,39	11,5	0,74
12,0	7.688,0	0,39	12,0	0,73
12,5	7.189,0	0,39	12,5	0,72
13,0	7.198,0	0,38	13,0	0,71
13,5	7.200,0	0,38	13,5	0,70
14,0	7.200,0	0,37	14,0	0,69
14,5	7.200,0	0,37	14,5	0,68
15,0	7.200,0	0,37	15,0	0,67
15,5	7.200,0	0,36	15,5	0,66
16,0	7.200,0	0,36	16,0	0,65
16,5	7.200,0	0,35	16,5	0,64
17,0	7.200,0	0,35	17,0	0,63
17,5	7.200,0	0,34	17,5	0,62
18,0	7.200,0	0,34	18,0	0,61
18,5	7.199,0	0,33	18,5	0,60
19,0	7.113,0	0,32	19,0	0,59
19,5	6.956,0	0,31	19,5	0,58
20,0	6.882,0	0,30	20,0	0,57
20,5	6.826,0	0,29	20,5	0,56
21,0	6.785,0	0,28	21,0	0,55
21,5	6.749,0	0,27	21,5	0,54
22,0	6.718,0	0,26	22,0	0,53
22,5	6.691,0	0,25	22,5	0,52
23,0	6.668,0	0,24	23,0	0,51
23,5	6.649,0	0,23	23,5	0,50
24,0	6.634,0	0,22	24,0	0,49
24,5	6.622,0	0,21	24,5	0,48
25,0	6.613,0	0,20	25,0	0,47

Power and efficiency vs. wind speed

Data used in calculation, Mean air density: 1,173 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	35,7	0,11
4,0	237,3	0,31
5,0	602,4	0,40
6,0	1.134,8	0,43
7,0	1.882,2	0,45
8,0	2.864,2	0,46
9,0	4.083,8	0,46
10,0	5.296,0	0,44
11,0	6.382,8	0,40
12,0	7.071,3	0,34
13,0	7.191,8	0,27
14,0	7.200,0	0,22
15,0	7.200,0	0,18
16,0	7.200,0	0,15
17,0	7.200,0	0,12
18,0	7.200,0	0,10
19,0	7.113,0	0,09
20,0	6.882,0	0,07
21,0	6.865,0	0,05
22,0	6.928,0	0,04
23,0	6.984,0	0,03
24,0	7.049,0	0,02
25,0	7.202,0	0,01

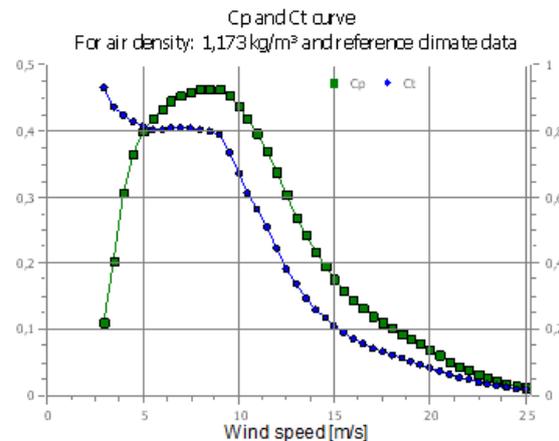
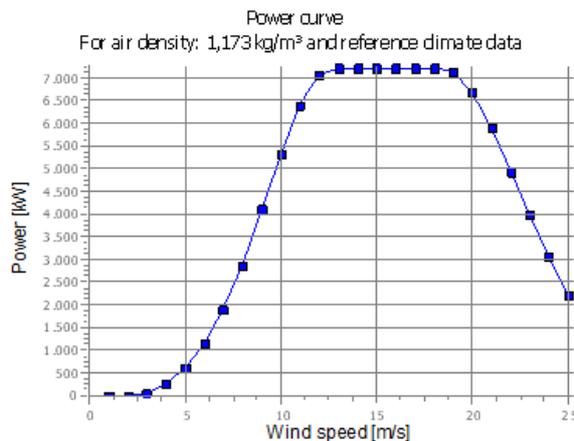


Figura 12: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Vestas V160 7,2 MW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito.

4 CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE

La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) stabilisce i requisiti standard di progettazione. La Norma IEC 61400-1 Ed.3 specifica le classi di progettazione con associate le relative velocità del vento estreme ed intensità di turbolenza. Modelli di turbolenza ed altre condizioni ambientali, quali la complessità topografica, sono altresì specificati come illustrato nella tabella che segue:

Tabella 5: Parametri di base per la classe della turbina (tutti i parametri sono riferiti all'altezza mozzo).

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	User defined
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	
$V_{50,gust}$ (m/s)	70	59.5	52.5	
I_{ref}	A	0.16		
	B	0.14		
	C	0.12		

dove:

- Vref** è la velocità del vento di riferimento media su 10 minuti con un periodo di ricorrenza di 50 anni e rappresenta il parametro estremo di base utilizzato per definire le classi delle turbine eoliche (per una turbina progettata in classe S con una velocità di riferimento Vref, si intende che essa è progettata per resistere climi per cui la media estrema della velocità del vento media 10min con un periodo di ricorrenza di 50 anni è inferiore o uguale a Vref)
- A** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori;
- B** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza medie;
- C** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori;
- Iref** è il valore atteso dell'intensità della turbolenza a 15 m/s.;

In questo studio sono stati considerati i parametri di progettazione relativi ai dati tecnici ed alla classe eolica degli aerogeneratori pubblicati dai rispettivi produttori ed evidenziati nei paragrafi a seguire.

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 25 di 34
---	---	--	---

4.1 Vref – Verifica preliminare dei parametri di sito

La Reference Wind Speed - V_{ref} , o velocità estrema del vento con un periodo di ritorno di 50 anni, è un importante parametro per l'analisi della classe eolica di appartenenza di un sito che determina quindi la scelta della turbina più adatta poiché ad essa è direttamente associato il carico nominale di progetto dell'aerogeneratore. Una buona indagine di tale parametro necessita di un'analisi sugli eventi estremi basata sulla distribuzione GEV/Gumbel.

Poiché questo approccio prende in considerazione solo un valore di velocità massimo per epoca (1 anno), il set di dati da cui sono tratti gli estremi epocali, deve essere lungo: Cook (1985) suggerisce l'utilizzo di una serie con almeno 20 anni di dati per ottenere risultati affidabili (20 valori estremi), e afferma che il metodo non va impiegato con serie aventi meno di 10 anni di dati. Nelle applicazioni legate all'energia eolica questa lunga serie di dati spesso non è disponibile e pertanto l'applicazione del metodo di Gumbel può portare a una stima della V_{ref} non affidabile.

Un approccio alternativo per l'analisi dei valori estremi è quello che prende il nome di "Peak Over Threshold method" (P.O.T) che tende a fornire un insieme appropriato di valori ottenuto dall'analisi di eventi estremi indipendenti i cui valori minimi vengono considerati al di sopra di una soglia stabilita.

Il metodo POT tiene conto di tutte le velocità estreme indipendenti e identicamente distribuite che superano un valore specifico di soglia. I campioni delle velocità estreme possono essere analizzati con la funzione di distribuzione di "Gumbel" o altri tipi di funzioni di distribuzione (ad esempio la Gumbel modificata).

Questo tipo di approccio è implementato come tool nel software WindPro e richiede una combinazione appropriata nella scelta sia della soglia minima di valore estremo di riferimento, sia del tempo di separazione minimo tra gli eventi sulla base del quale poter selezionare i campioni indipendenti. Questi due parametri possono essere altamente determinanti sulla stima della V_{ref} e vengono scelti attraverso un processo iterativo. La scelta dei valori estremi può essere fatta sia sui dati reali di velocità del vento misurato, sia sul loro valore al quadrato.

In questo studio sono presentati i risultati della stima della V_{ref} secondo il metodo sopra descritto: attraverso l'utilizzo del tool EWSE (Extreme Wind Speed Estimator) implementato nel software WindPro partendo dai dati misurati a 50 m da una delle stazioni in area limitrofa al sito.

I risultati ottenuti sono evidenziati nel Summary Report proposto a seguire che evidenzia il valore di rispetto dei parametri di V_{ref} previsti al mozzo delle turbine (125 m) elaborato per ogni singola posizione di installazione degli aerogeneratori di progetto.

Dai risultati ottenuti, risulta che nel suo complesso il sito oggetto di indagine può essere classificato come appartenente alla Classe II.

4.2 Intensità di turbolenza ambientale

La turbolenza è un parametro che fornisce un'informazione importante sulle caratteristiche fluidodinamiche della vena fluida in quanto restituisce la variabilità relativa della velocità del vento entro l'intervallo considerato. Ad esempio, un valore di turbolenza (TI) superiore a 0,18 (o equivalentemente

18%), indica un fenomeno ventoso piuttosto disturbato che potrebbe eventualmente sollecitare eccessivamente le macchine per la produzione di energia eolica ed inficiarne la produttività. In genere la turbolenza diminuisce man mano che ci si allontana dalla superficie terrestre in quanto gli ostacoli e l'orografia alterano il profilo fluidodinamico.

L'immagine proposta a seguire rappresenta il "Main Result" che sintetizza i risultati ottenuti per la verifica preliminare di rispondenza della turbina di progetto alle caratteristiche specifiche di sito – "SITE COMPLIANCE".

Come evidente dal report di sintesi, i parametri esaminato ricadono nei limiti relativi la CLASSE IIA ma risulta un valore di turbolenza effettivo critico. In tal senso si consiglia un approfondimento con il supplier in fase di fornitura.

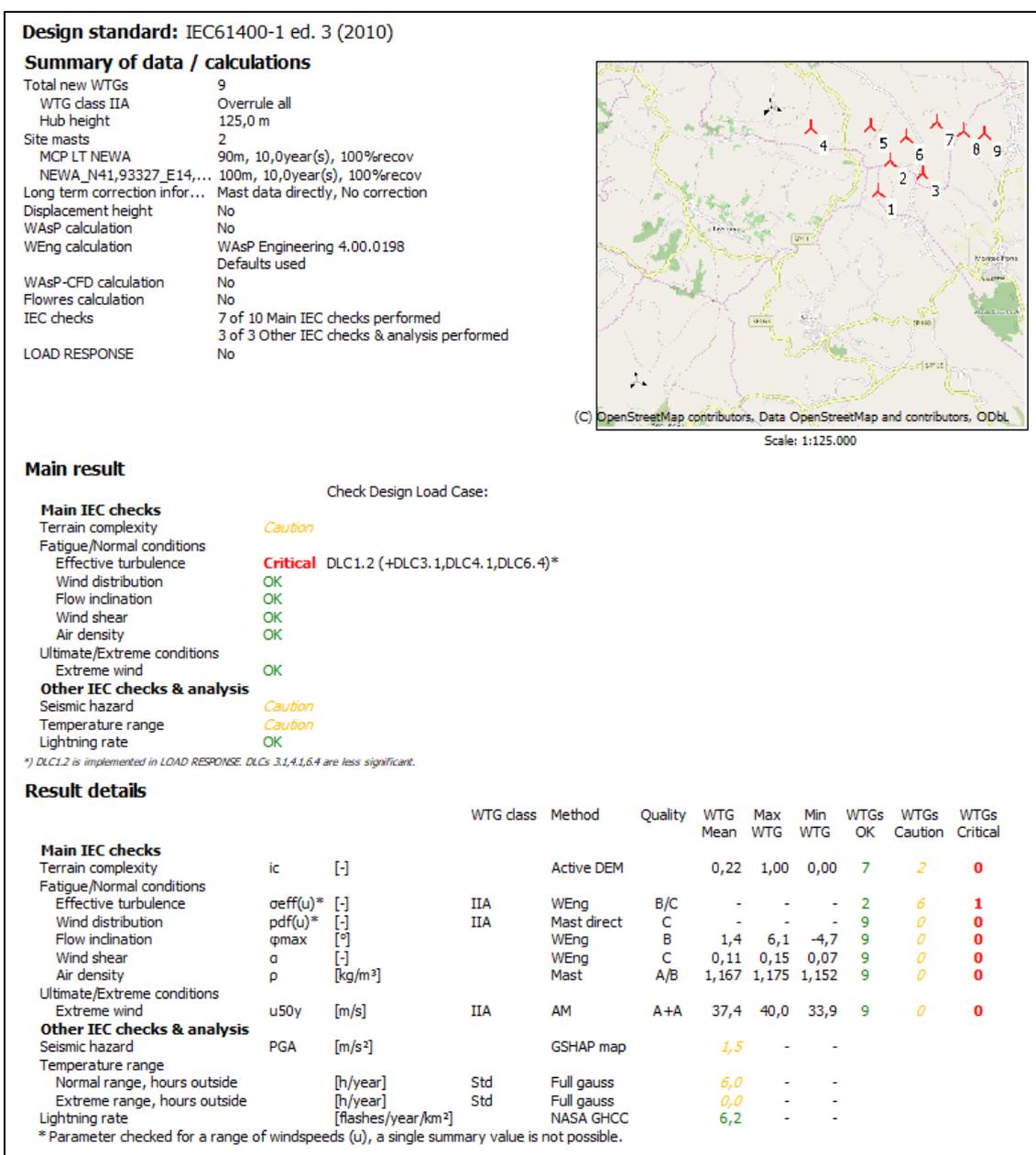


Figura 13: Stralcio del Report "Main Result" con evidenza della sintesi dei risultati ottenuti per la verifica della Site Compliance e rispondenza della turbina di progetto con le caratteristiche specifiche di sito.

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 27 di 34
---	---	--	---

5 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

Nei paragrafi a seguire viene proposta la tabella di sintesi della stima di produzione energetica ed i dati tecnici della turbina utilizzata nell'analisi. Oltre alla densità dell'aria specifica di sito, che incide sulla performance e adattamento della curva di potenza, nel calcolo eseguito si è tenuto in conto anche del deficit di produzione legato alle perdite tecniche stimate nella percentuale del 8,5 % e dettagliate nei paragrafi successivi.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	28 di 34

A seguire sono quindi proposte le tabelle di sintesi con i valori di produzione energetica elaborati e con il relativo calcolo dei livelli percentili di produzione stimati (P50-P75-P90).

Tabella 6: Dettagli tecnici dell'aerogeneratore di progetto e dei valori di produzione attesi dall'intero impianto con dettaglio delle singole turbine

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione lorda [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
M01	483760	4640496	264	VESTAS V162	6.200	125,0	5,93	15.865	2,64	15.446	14.287	2304
M02	484034	4641205	247	VESTAS V162	6.200	125,0	5,90	16.030	4,27	15.345	14.194	2289
M03	484768	4640908	278	VESTAS V162	6.200	125,0	6,03	16.094	7,99	14.808	13.697	2209
M04	482241	4641942	372	VESTAS V162	6.200	125,0	6,25	16.864	0,26	16.821	15.560	2510
M05	483593	4641983	197	VESTAS V162	6.200	125,0	5,54	14.658	1,33	14.463	13.378	2158
M06	484413	4641744	219	VESTAS V162	6.200	125,0	5,83	15.623	3,83	15.025	13.899	2242
M07	485083	4642057	165	VESTAS V162	6.200	125,0	5,52	14.662	6,42	13.721	12.692	2047
M08	485688	4641852	194	VESTAS V162	6.200	125,0	5,80	15.447	4,67	14.725	13.621	2197
M09	486171	4641803	232	VESTAS V162	6.200	125,0	6,01	16.183	3,51	15.615	14.444	2330
MEAN VALUES TOTAL			241		55.800		5,87	141.426	3,86	135.969	125.772	2254

Tabella 7: Probabilità di superamento caratteristiche - percentili della produzione su base annua e decennale.

Base Period		P50	P75	P90
1 ANNO	[MWh]	125.772	115.392	106.051
	FLEOH [MWh/MW]	2.254	2.068	1.901
10 ANNI	[MWh]	125.772	117.765	110.559
	FLEOH [MWh/MW]	2.254	2.110	1.981

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	29 di 34

Tabella 8: Dettagli tecnici dell'aerogeneratore di progetto e dei valori di produzione attesi dall'intero impianto con dettaglio delle singole turbine.

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione lorda [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
M01	483760	4640496	264	VESTAS V162	7.200	125,0	5,93	16.978	2,67	16.524	15.285	2123
M02	484034	4641205	247	VESTAS V162	7.200	125,0	5,90	17.115	4,25	16.388	15.159	2105
M03	484768	4640908	278	VESTAS V162	7.200	125,0	6,03	17.289	8,15	15.881	14.690	2040
M04	482241	4641942	372	VESTAS V162	7.200	125,0	6,25	18.195	0,24	18.151	16.790	2332
M05	483593	4641983	197	VESTAS V162	7.200	125,0	5,54	15.502	1,30	15.301	14.153	1966
M06	484413	4641744	219	VESTAS V162	7.200	125,0	5,83	16.678	3,88	16.031	14.828	2059
M07	485083	4642057	165	VESTAS V162	7.200	125,0	5,52	15.498	7,07	14.402	13.322	1850
M08	485688	4641852	194	VESTAS V162	7.200	125,0	5,80	16.492	4,89	15.686	14.510	2015
M09	486171	4641803	232	VESTAS V162	7.200	125,0	6,01	17.373	3,69	16.731	15.477	2150
MEAN VALUES TOTAL			241		64.800		5,87	151.121	3,99	145.096	134.214	2071

Tabella 9: Probabilità di superamento caratteristiche - percentili della produzione su base annua e decennale.

Base Period		P50	P75	P90
1 ANNO	[MWh]	134.214	121.945	110.903
	FLEOH [MWh/MW]	2.071	1.882	1.711
10 ANNI	[MWh]	134.214	124.751	116.235
	FLEOH [MWh/MW]	2.071	1.925	1.794

La mancanza di dati provenienti da stazioni fisiche installate in area limitrofa, rende certamente opportuna un'analisi più approfondita delle condizioni di ventosità della zona. Infatti, sebbene i due nodi satellitari riportino un trend affidabile su quelle che sono le condizioni anemologiche dell'area (in velocità e direzione), certamente essi non sono propriamente adeguati a fornire un dato assoluto affidabile per la stima della produzione energetica attesa dall'impianto di progetto.

5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE

Le potenziali sorgenti che possono indurre perdite di produzione energetica sono note e sono state considerate come perdite tecniche nei loro valori percentuali empirici. Tali valori sono stati quindi detratti dalla produzione lorda attesa. È importante sottolineare che nel caso specifico i valori più consistenti sono stati associati alla disponibilità della turbina per quanto concerne le perdite tecniche ed alla affidabilità della Power Curve per quanto concerne le incertezze. Il motivo di tali valori più elevati rispetto allo standard medio di riferimento, è da ricercare nel fatto che la potenza della turbina in oggetto è frutto di un depotenziamento meccanico della reale potenza nominale del generatore.

Tabella 10: Dettaglio della stima delle perdite tecniche stimate per il caso V162 6,2 MW

Limitazioni e Perdite Tecniche				
Descrizione	Metodologia di valutazione	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]	Energia [MWh/anno]
Produzione lorda				141.426
Perdite di scia 3,86%				
Perdite di scia, tutte le WTG esistenti	Calcolato	3,86%	5.457	135.969
Perdite di scia future installazioni limitrofe	Assunzione	0,00%	-	135.969
Produzione al netto delle perdite di scia				135.969
Limitazioni/Decurtazioni 0,00%				
Wind sector management	Assunzione		-	135.969
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Calcolate	0,0%	-	135.969
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0,0%	-	135.969
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0,0%	-	135.969
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0,0%	-	135.969
Limitazioni in potenza per avifauna e chiroterti	Assunzione	0,0%	-	135.969
Altre limitazioni	Assunzione	0,0%	-	135.969
Perdite per cause Ambientali 0,79%				
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0,1%	136	135.833
Perdite dovute a "icing"	Assunzione	0,2%	272	135.561
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/icing/altro	Assunzione	0,2%	254	135.308
Temperature estreme	Assunzione	0,1%	136	135.172
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,2%	272	134.900
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0,0%	-	134.900
Disponibilità 3,70%				
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3,0%	4.047	130.853
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5%	675	130.179
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,1%	135	130.044
Altre disponibilità	Assunzione	0,1%	135	129.909
Perdite prestazionali aerogeneratore 0,60%				
Curva di potenza	Assunzione	0,1%	130	129.779
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1%	130	129.649
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,3%	390	129.259
Altre perdite prestazionali	Assunzione	0,1%	130	129.129
Perdite Elettriche 2,60%				
Perdite elettriche	Stimata	2,5%	3.228	125.901
Consumo apparecchiature elettriche di misura	Assunzione	0,1%	129	125.772
Totale perdite e limitazioni tecniche		7,50%	10.198	
Produzione al netto delle perdite tecniche e delle limitazioni prevista alla UP	125.772	Ore Equivalenti [MWh/MW]	2.254	

Tabella 11: Dettaglio della stima delle perdite tecniche stimate per il caso V162 7,2 MW

Limitazioni e Perdite Tecniche				
Descrizione	Metodologia di valutazione	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]	Energia [MWh/anno]
Produzione lorda				151.121
Perdite di scia 3,99%				
Perdite di scia, tutte le WTG esistenti	Calcolato	3,99%	6.026	145.096
Perdite di scia future installazioni limitrofe	Assunzione	0,00%	-	145.096
Produzione al netto delle perdite di scia				145.096
Limitazioni/Decurtazioni 0,00%				
Wind sector management	Assunzione	0,0%	-	145.096
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Calcolate	0,0%	-	145.096
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0,0%	-	145.096
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0,0%	-	145.096
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0,0%	-	145.096
Limitazioni in potenza per avifauna e chiroteri	Assunzione	0,0%	-	145.096
Altre limitazioni	Assunzione	0,0%	-	145.096
Perdite per cause Ambientali 0,80%				
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0,1%	145	144.951
Perdite dovute a "icing"	Assunzione	0,2%	290	144.661
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/icing/altro	Assunzione	0,2%	290	144.370
Temperature estreme	Assunzione	0,1%	145	144.225
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,2%	290	143.935
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0,0%	-	143.935
Disponibilità 3,70%				
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3,0%	4.318	139.617
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5%	720	138.897
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,1%	144	138.753
Altre disponibilità	Assunzione	0,1%	144	138.609
Perdite prestazionali aerogeneratore 0,60%				
Curva di potenza	Assunzione	0,1%	139	138.471
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1%	139	138.332
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,3%	416	137.916
Altre perdite prestazionali	Assunzione	0,1%	139	137.778
Perdite Elettriche 2,60%				
Perdite elettriche	Stimata	2,5%	3.444	134.333
Consumo apparecchiature elettriche di misura	Assunzione	0,1%	138	134.196
Totale perdite e limitazioni tecniche		7,5%	10.900	
Produzione al netto delle perdite tecniche e delle limitazioni prevista alla UP	134.196	Ore Equivalenti [MWh/MW]		2.071

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 32 di 34
---	---	--	---

5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE

In merito alle altre fonti di incertezze, è noto che gli studi legati alla meteorologia, tradizionalmente basati su considerazioni probabilistiche, hanno un elevato margine di incertezza che, nonostante le più moderne tecniche di modellazione, impedisce previsioni sicure. Le principali fonti di incertezza sono di seguito elencate:

- incertezza sui dati misurati: corretta installazione degli strumenti di misura, calibrazione degli strumenti, manutenzione ai sensori, etc...;
- incertezza legata alla previsione di lungo termine sulla base di dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni);
- incertezze legate alle condizioni di ventosità nelle aree adiacenti al palo anemometrico;
- mutamenti climatici registrati negli ultimi anni.

È chiaro che la previsione ha un grado di incertezza che è tanto maggiore quanto più limitato è l'arco temporale interessato dall'analisi, nel senso che se volessimo stimare la velocità media del vento del prossimo mese o della prossima settimana si stimerebbe un numero con un grado di incertezza elevato; il carattere di stagionalità e quindi di incertezza della risorsa eolica è tanto più ridotto quanto maggiore è l'arco temporale cui ci si riferisce.

Le incertezze afferenti alla variabile velocità sono state opportunamente riportate in incertezza energetica tramite un fattore di sensitività calcolato attraverso il software WPRO per lo specifico sito. Per quanto concerne l'incertezza legata all'oscillazione meteorologica, la stazione storica presente anch'essa in sito ha consentito una buona stabilizzazione della velocità media al mozzo sul lungo periodo, con forte riduzione di tale incertezza sebbene nella valutazione complessiva è stata comunque tenuta in conto l'incertezza relativa alla variabilità del vento su basi temporali di 1 e 10 anni. Le più recenti pubblicazioni del settore, nonché l'analisi dati su serie storiche locali, individuano l'oscillazione sui valori di velocità media nell'arco temporale di un anno intorno ad un valore del 6% mentre l'oscillazione sui valori di velocità media riferiti ad una media di dieci anni è invece di circa il 2%, il dato è confermato dalla stazione di lungo termine scelta nell'analisi. Con le incertezze calcolate è stato inoltre possibile valutare le probabilità di superamento di un assegnato valore di produzione (calcolo dei percentili) come riportato nelle tabelle seguenti. I percentili su base annua danno una indicazione del peggio che ci si può attendere in un anno particolarmente sfavorevole; i percentili su base decennale sono quelli da utilizzare per le analisi finanziarie in quanto danno una indicazione di cosa accade alle producibilità con trend sfavorevole su base di lungo periodo, in relazione a tutti i parametri di incertezza che hanno concorso nella stima, primo fra tutti, l'oscillazione meteorologica. I valori di incertezza ed i livelli percentili di produzione calcolati sono riportati a seguito della stima di producibilità.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03
		Revisione	00
		Data di creazione	15/09/2022
		Data revisione	15/09/2022
		Pagina	33 di 34

Sulla base delle incertezze sopra dettagliate, ipotizzando un processo gaussiano sono state calcolate le probabilità di superamento sulla base di due diversi periodi (1 anno e 10 anni).

Tabella 12: Dettaglio della valutazione delle incertezze

Valutazione delle incertezze			
Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])		1,37	
Incertezza Parametri Anemologici	Inc. V. vento [%]	Inc. Energia [%]	Inc. Energia [MWh]
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	2,00	2,74	3.720
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	2,00	2,74	3.720
Variabilità annuale Vm	6,00	8,21	11.159
Variabilità decennale Vm	1,90	2,60	3.529
Variabilità Futura Trend Ventosità	0,50	0,50	680
Parametri Anemologici/Altro	0,50	0,50	680
Incertezza Modello di flusso e di simulazione			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	2,50	3,42	4.649
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	2,50	3,42	4.649
Modello di flusso e simulazione/Altro	2,00	2,74	3.720
Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione			
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,50	3,42	4.649
Sistemi di misura	3,00	4,10	5.579
Produzione energetica/Altro	2,00	2,74	3.720
Totale incertezza base 1 anno	8,96	12,24	16.636
Totale incertezza base 10 anni	6,92	9,44	12.833

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	IT-VESMON-TEN-SPE-TR-03 00 15/09/2022 15/09/2022 34 di 34
---	---	--	---

5.3 CONCLUSIONI

In base all'analisi dei dati anemometrici disponibili per il sito in esame, si è potuto stimare che con l'installazione del modello di aerogeneratore ipotizzato Vestas V162 di potenza nominale 6,2 MW e con altezza del mozzo posta a 125 m s.l.t, è attesa una resa energetica l'impianto di progetto previsto in agro del comune di Montecilfone in località "Guardiola", che prevede una produzione netta pari a **125,8 GWh** annui corrispondenti a circa **2254** ore equivalenti/anno pur decurtando una percentuale di perdite tecniche stimate essere pari al 7,5 %. Nel caso lo stesso modello di aerogeneratore sia installato con potenza pari a 7.2 MW, la produzione totale stimata sale a **134,2 GWh**.

In base alle valutazioni preliminari eseguite, il modello di turbina scelto per l'impianto risulta compatibile con le caratteristiche anemologiche previste sito; tuttavia, è assolutamente raccomandata l'installazione di una stazione di misura locale pari almeno a 2/3 dell'altezza del mozzo per una corretta determinazione della risorsa assoluta e dei parametri.